



SYSTEMES ENERGETIQUES INSULAIRES MARTINIQUE

BILAN PREVISIONNEL DE L'EQUILIBRE OFFRE / DEMANDE D'ELECTRICITE

Juillet 2013



EDF SA
22-30, avenue de Wagram
75382 Paris cedex 08
Capital de 924 433 331 euros
552 081 317 R.C.S. Paris
www.edf.com

Direction des Systèmes Énergétiques Insulaires

Tour EDF
20, place de la Défense
92050 PARIS LA DEFENSE

Téléphone +33 1 49.01.40.06
Télécopie +33 1 49.01.40.00

SOMMAIRE

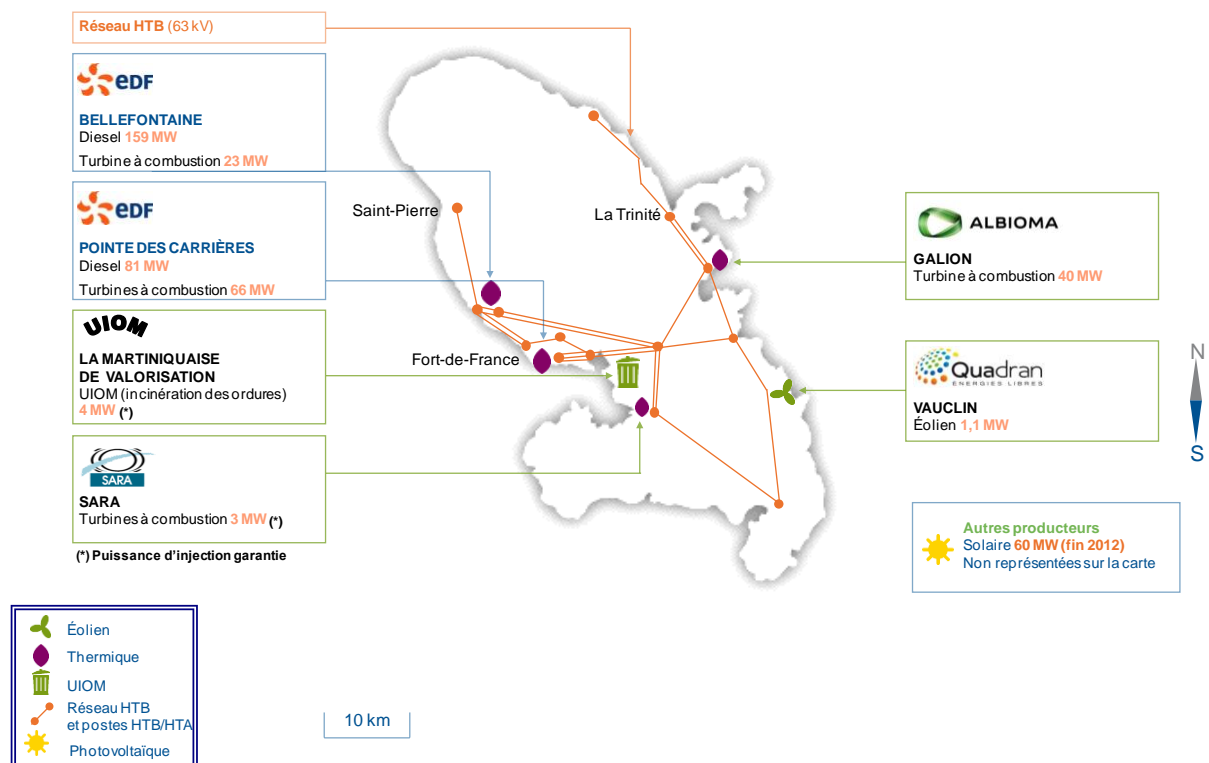
| | |
|--|-----------|
| Préambule | 3 |
| 1 L'équilibre offre-demande | 4 |
| 1.1 La demande | 4 |
| 1.1.1 Résultats 2012 | 4 |
| 1.1.2 Pertes techniques et non techniques | 4 |
| 1.1.3 Courbe de charge | 4 |
| 1.1.4 Bilan sur les années passées | 5 |
| 1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE) | 5 |
| 1.2 La production existante | 6 |
| 1.2.1 Moyens thermiques | 6 |
| 1.2.2 Energies renouvelables (EnR) | 7 |
| 1.2.3 Tableau récapitulatif | 9 |
| 1.3 L'équilibre du système électrique | 9 |
| 1.3.1 Bilan 2012 | 9 |
| 1.3.2 Equilibre journalier | 10 |
| 2 Les prévisions et les besoins en investissement | 11 |
| 2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité | 11 |
| 2.1.1 Principaux sous-jacents | 11 |
| 2.1.2 Scénarios tendanciels | 14 |
| 2.1.3 Perspectives de maîtrise de la demande d'électricité | 15 |
| 2.1.4 Récapitulatif graphique | 16 |
| 2.1.5 Comparaison avec les scénarios SRCAE | 16 |
| 2.2 Le développement du parc de production | 17 |
| 2.2.1 Prévisions de développement du parc de production | 17 |
| 2.2.2 Projets susceptibles de répondre aux besoins | 18 |
| 2.2.3 Développement du réseau de transport | 18 |
| 2.3 Le potentiel de développement des énergies renouvelables | 19 |

PREAMBULE

Le présent bilan est établi conformément à l'article L141-3 du code de l'énergie, en tenant compte des spécificités de l'île de la Martinique.

La Martinique a une superficie de 1 128 km² et sa population est estimée à 390 371 habitants en 2012 (estimation INSEE au 01/01/2012). La densité de population est de l'ordre de 350 habitants au km².

Schéma du système électrique martiniquais



1 L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

1.1 La demande

1.1.1 Résultats 2012

L'énergie nette livrée au réseau s'est élevée à 1 591 GWh en 2012, en légère hausse de 1,0 % par rapport à l'année précédente.

Cette consommation s'est répartie selon les différents types de clients de la manière suivante :

- 64 % au tarif bleu (petites entreprises et clients domestiques) ;
- 36 % au tarif vert (moyennes et grandes entreprises, industries, collectivités).

La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 253 MW en juin 2012, en progression de 4,5 % par rapport à l'année précédente.

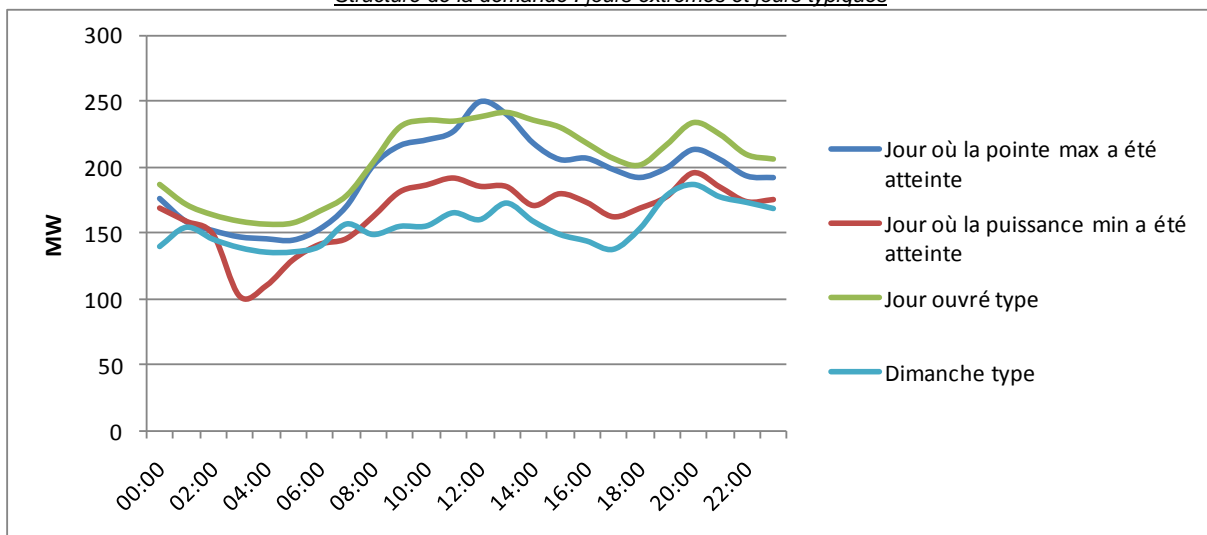
1.1.2 Pertes techniques et non techniques

En 2012, les pertes totales du réseau, c'est à dire la différence entre l'énergie livrée à ce réseau et l'énergie consommée par les clients raccordés, ont atteint 169 GWh, soit 10,6 % de l'énergie livrée au réseau.

1.1.3 Courbe de charge

Les deux pointes, celle du « soir » liée à la consommation des clients résidentiels et celle de « midi » liée au cumul des différents consommateurs, sont généralement du même ordre de grandeur. La saisonnalité est peu marquée en Martinique.

Structure de la demande : jours extrêmes et jours typiques



1.1.4 Bilan sur les années passées

Les tableaux ci-dessous présentent l'évolution de l'énergie livrée au réseau et de la puissance de pointe sur la période 2005 - 2012.

| Energie livrée au réseau | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|--------------------------|-------|-------|-------------------|-------|-------------------|-------------------|---------------------|-------|
| Energie nette (GWh) | 1449 | 1488 | 1488 ¹ | 1530 | 1550 ² | 1617 ³ | 1576 | 1591 |
| Croissance (%) | 4,9 % | 2,7 % | 0,0 % | 2,8 % | 1,3 % | 4,4 % | -2,6 % ⁴ | 1,0 % |

| Puissance de pointe | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
|---------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Puissance (MW) | 226 | 228 | 235 | 237 | 239 | 242 | 242 | 253 |
| Croissance (%) | 3,7 % | 0,9 % | 3,1 % | 0,9 % | 0,8 % | 1,3 % | 0,2 % | 4,5 % |

1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)

EDF poursuit activement le développement de son activité d'efficacité énergétique. En 2012, on retiendra qu'EDF, en partenariat avec environ 250 entreprises de toutes tailles en Martinique, a réalisé les actions suivantes :

- Dans le secteur résidentiel et professionnel :
 - 858 chauffe-eau solaires ont été installés dans l'existant ;
 - 1 555 chauffe-eau électriques ont été asservis au signal tarifaire d'EDF ;
 - 7 500 m² d'isolation ont été posés ;
 - 2 869 climatiseurs très performants ont remplacé des climatiseurs anciens ;
 - 26 148 dispositifs d'économie d'eau chaude ont été vendus ;
 - 15 761 coupe veille ont été vendus.
- Dans le secteur des grandes entreprises et collectivités : EDF réalise des programmes complets sur tous les usages et sur-mesure en fonction de l'activité et des besoins du client. On retiendra que les usages suivants sont particulièrement sujets à des actions d'efficacité énergétique :
 - froid tertiaire, commercial et industriel ;
 - machines tournantes ;
 - éclairage public ;
 - isolation tertiaire et industrie.

L'ensemble des actions représente une réduction de la puissance totale des équipements de consommation de 12 MW et une énergie annuelle évitée de 21 GWh.

Il faut mentionner que d'autres acteurs qu'EDF permettent de promouvoir l'efficacité énergétique sur le territoire de la Martinique. On citera notamment l'ADEME, le Conseil Régional et le Syndicat Mixte d'Electricité de la Martinique (SMEM).

¹ L'année 2007 est l'année du cyclone Dean. Le poids conjoncturel du cyclone est évalué à 27 GWh, soit 1,8 % de croissance par rapport à 2006.

² L'année 2009 a connu une grève générale d'environ 5 semaines en Martinique. Le poids conjoncturel de cette grève est évalué à 14 GWh, soit 0,8 % de croissance en moins de 2008 à 2009.

³ L'année 2010 a connu une température moyenne extrêmement élevée (la plus élevée des 20 dernières années). Le poids conjoncturel qui en résulte est estimé à 22 GWh. Cette chaleur explique 1,4% de croissance entre 2009 et 2010.

⁴ Baisse historique expliquée en partie par la différence climatique entre 2010 et 2011 et en partie par la crise économique vécue en 2011.

1.2 La production existante

1.2.1 Moyens thermiques

1.2.1.1 Moyens de base et semi-base

Les moyens de production sont les suivants :

Centrale de Pointe des Carrières (EDF)

La centrale est équipée de deux groupes diesels lents (Wartsilä) de 40,6 MW chacun. En raison de leur faible consommation spécifique et de leur sensibilité aux changements de régime, ces groupes sont utilisés en base. Un chantier de dénitrification des fumées des deux moteurs diesel du site est en cours de réalisation.

Centrale de Bellefontaine A (EDF)

La centrale est actuellement équipée de huit moteurs diesels semi-rapides (SEMT Pielstick) d'environ 20 MW chacun. Ces groupes fonctionnent en base ou semi-base. Les installations arrivent en fin de vie et présentent des difficultés de maintien en conditions opérationnelles. Deux moteurs ont ainsi été déclassés récemment (le groupe 4 en avril 2012 et le groupe 3 en janvier 2013).

L'exploitation de cette centrale diesel est indispensable à l'équilibre offre-demande de la Martinique jusqu'à la mise en service de la nouvelle centrale EDF PEI (Production Electrique Insulaire, filiale d'EDF SA) dont la mise en service est prévue entre fin 2013 et mi 2014. La centrale sera ensuite déclassée.

SARA

Deux turbines à combustion (TAC) de 4,8 MW chacune sont installées à la SARA et raccordées au réseau électrique depuis 1997 pour un maximum de 7 MW exportable : elles servent à alimenter en énergie et en vapeur l'installation propre à la raffinerie ; l'excédent d'électricité produit est livré sur le réseau public d'électricité. Elles fournissent au réseau une puissance effective de 3 MW pour un productible d'environ 20 à 30 GWh par an.

Cette installation, liée à un process industriel, est non modulable en fonction de la demande électrique. Sa production est dite fatale.

1.2.1.2 Moyens de pointe

Le parc compte cinq turbines à combustion (TAC) :

Centrale de Pointe des Carrières (EDF)

Deux TAC (TAC 2 et 3) de 19,6 MW chacune sont installées à la centrale de Pointe des Carrières. La plus ancienne des TAC (la TAC 1) a été déclassée en janvier 2010 et renouvelée en début d'année 2012 sur le même site par une nouvelle turbine à combustion de 27 MW.

Les TAC 2 et 3, actuellement indispensables à l'équilibre offre-demande de la Martinique, pourront être déclassées en 2016, après la mise en service des diesels PEI ainsi que d'un groupe bagasse / biomasse d'Albioma (ex Séchilienne-Sidec).

Centrale de Bellefontaine A (EDF)

Une TAC est installée à la centrale de Bellefontaine A (22,6 MW). La mise en place d'un équipement de dénitrification des fumées de l'installation a été réalisée en 2012.

Centrale du Galion (Compagnie de Cogénération du Galion, groupe Albioma, ex Séchilienne-Sidec)

Une TAC de 40 MW est installée sur le site du Galion. Sa mise en service a été effectuée en avril 2007.

Groupes de secours

Pour pallier aux difficultés de fonctionnement de la centrale existante de Bellefontaine et dans l'attente de la mise en service de la nouvelle centrale de PEI à partir de fin 2013, des groupes de secours sont indispensables au maintien de l'équilibre offre-demande. Une TAC mobile de 20 MW, qui dispose d'un contrat d'achat de l'énergie produite par EDF, est utilisée depuis fin 2011. Elle est actuellement installée à Bellefontaine. Une deuxième TAC mobile (propriété d'EDF et précédemment localisée en Guadeloupe), de 20 MW a été installée à Pointe des Carrières en avril 2013.

1.2.1.3 Tableau récapitulatif des moyens de production thermique

Les caractéristiques détaillées des différents moyens de production thermique en fonctionnement sont indiquées dans le tableau récapitulatif suivant (hors TAC de secours) :

| Exploitant | Site | Technologie | N° du groupe | Date de mise en service | PCN (MW) |
|--------------|-----------------------|--------------------|--------------|-------------------------|------------|
| EDF | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 1 | 1984 | 18,5 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 2 | 1984 | 20,1 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 5 | 1987 | 20,1 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 6 | 1988 | 20,1 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 7 | 1992 | 20,1 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 8 | 1993 | 20,1 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 9 | 1995 | 19,9 |
| | Bellefontaine | Diesel semi-rapide | 10 | 1996 | 19,9 |
| | Pointe des Carrières | Diesel lent | 1 | 1997 | 40,6 |
| | Pointe des Carrières | Diesel lent | 2 | 1998 | 40,6 |
| EDF | Pointe des Carrières | TAC | TAC 2 | 1981 ⁵ | 19,6 |
| | Pointe des Carrières | TAC | TAC 3 | 1981 ⁵ | 19,6 |
| | Pointe des Carrières | TAC | TAC 1 | 2012 | 27 |
| | Bellefontaine | TAC | TAC 4 | 1993 | 22,6 |
| Albioma | Le Galion | TAC | TAC Galion | 2007 | 40 |
| SARA | SARA (Fort de France) | Autoprodacteur | - | 1997 | 3 |
| TOTAL | | | | | 372 |

1.2.1.4 Déclassement des moyens de production thermique

EDF déclassera les moteurs diesel de la centrale existante de Bellefontaine A à la mise en service de la centrale de remplacement. Cette nouvelle centrale de puissance équivalente est en cours de construction par EDF PEI à proximité immédiate de l'ancienne centrale. La transition vers Bellefontaine B conduira au déclassement progressif des moteurs de Bellefontaine A au cours des années 2013 et 2014.

Les deux TAC les plus anciennes de la centrale de Pointe des Carrières devront également être déclassées à partir de 2015, leur renouvellement n'étant pas immédiatement nécessaire. La TAC de la centrale de Bellefontaine devra être renouvelée à l'horizon 2020-2025.

1.2.2 Energies renouvelables (EnR)

Les EnR peuvent être classées en plusieurs grandes familles :

- Les **énergies stables** (biomasse, biogaz, géothermie, hydraulique...) qui présentent un profil de production garanti ou peu fluctuant et facilement prévisible : elles permettent de maintenir durablement une production constante et peuvent dans le meilleur des cas être pilotées en fonction des besoins des consommateurs et donc être dispatchables.

⁵ Date de première mise en service en métropole. Le premier couplage en Martinique date de 1990.

- Les **énergies intermittentes** (éolien, photovoltaïque sans système de stockage de l'énergie...) dont la puissance produite connaît de fortes variations d'un instant à l'autre (variations brutales et de forte amplitude). Ces fluctuations, qui doivent être compensées à tout instant par des moyens de production dispatchables, peuvent mettre en risque l'équilibre offre-demande des systèmes non interconnectés. L'arrêté ministériel du 23 avril 2008 modifié a fixé à 30 % le taux de pénétration au-delà duquel le gestionnaire de réseau est autorisé à déconnecter les énergies intermittentes afin de préserver la stabilité du système électrique.
- Entre ces deux familles, on trouve le photovoltaïque et l'éolien avec stockage : le stockage permet de réduire les fluctuations mais ne permet tout de même pas d'obtenir ni la stabilité ni la prévisibilité, ni la garantie qu'offrent les EnR stables.

1.2.2.1 Energies renouvelables stables

Usine d'incinération des ordures ménagères (UIOM)

La Martiniquaise de Valorisation exploite pour la CACEM deux lignes de combustion (6,6 MW nets) des déchets ménagers et produit une puissance électrique totale de 4 MW pour un productible d'environ 30 GWh/an. L'UIOM est la seule production d'énergie renouvelable non intermittente en Martinique et était la première source d'énergie renouvelable jusqu'en 2010, avant d'être dépassée par le photovoltaïque.

Cette installation est cependant non modulable en fonction de la demande électrique. Sa production est donc considérée comme fatale.

1.2.2.2 Energies renouvelables intermittentes

Eolien

Une ferme éolienne de 1,1 MW appartenant à Quadran (ex Aerowatt) est installée sur la commune du Vauclin depuis 2004.

Photovoltaïque

La Martinique compte, fin 2012, 60 MW de panneaux photovoltaïques raccordés au réseau électrique.

Compte tenu des puissances photovoltaïque et éolienne installée en Martinique, le taux actuel maximum de pénétration des EnR intermittentes est estimé à 24%. La limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, pourrait être atteinte à court terme si la plupart des projets aujourd'hui en file d'attente se réalise.

Des projets pourront se réaliser au-delà de ce seuil :

- les périodes de déconnexion ne se produiront au début que quelques heures par an, lorsque la consommation sera basse (dimanche et jours fériés), le vent optimal et le ciel sans nuage.
- les installations de puissance inférieure à 3kVA ne sont pas déconnectables.

Par ailleurs, des moyens techniques existent pour répondre aux fluctuations des énergies intermittentes afin de poursuivre le développement des énergies éolienne et photovoltaïque en préservant la stabilité des réseaux électriques.

Ils consistent essentiellement à stocker l'énergie afin de réguler les variations de la puissance fournie par les éoliennes et les installations photovoltaïques. Ces équipements peuvent être placés sur les installations de production elles-mêmes, tel que prévu dans les cahiers des charges des appels d'offres lancés par l'Etat. Des moyens de stockage de masse « centralisés », tels que des stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), peuvent également être envisagés. Ils font actuellement l'objet de démonstrateurs dans les systèmes insulaires et conduisent à des prix élevés de l'électricité intermittente ainsi régulée.

1.2.3 Tableau récapitulatif

Le tableau suivant présente un récapitulatif du parc de production martiniquais.

| Exploitant | Site | Technologie | Fonctionnement | PCN (MW) |
|--------------|--------------------------|----------------|----------------|---------------|
| EDF | Bellefontaine | Diesel | Base | ~8 x 20 |
| EDF | Pointe des Carrières | Diesel | Base | 2 x 40,6 |
| EDF | Pointe des Carrières | TAC | Pointe | 2 x 19,6 + 27 |
| EDF | Bellefontaine | TAC | Pointe | 22.6 |
| Albioma | Le Galion | TAC | Pointe | 40 |
| SARA | SARA (Fort de France) | Diesel | Fatal | 3 |
| MV | UIOM (Fort de France) | Chaudière | Fatal | 4 |
| Quadran | Morne Carrière (Vauclin) | Eolien | Intermittent | 1,1 |
| (multiples) | (multiples) | Photovoltaïque | Intermittent | 60 (fin 2012) |
| TOTAL | | | | 437 |

1.3 L'équilibre du système électrique

1.3.1 Bilan 2012

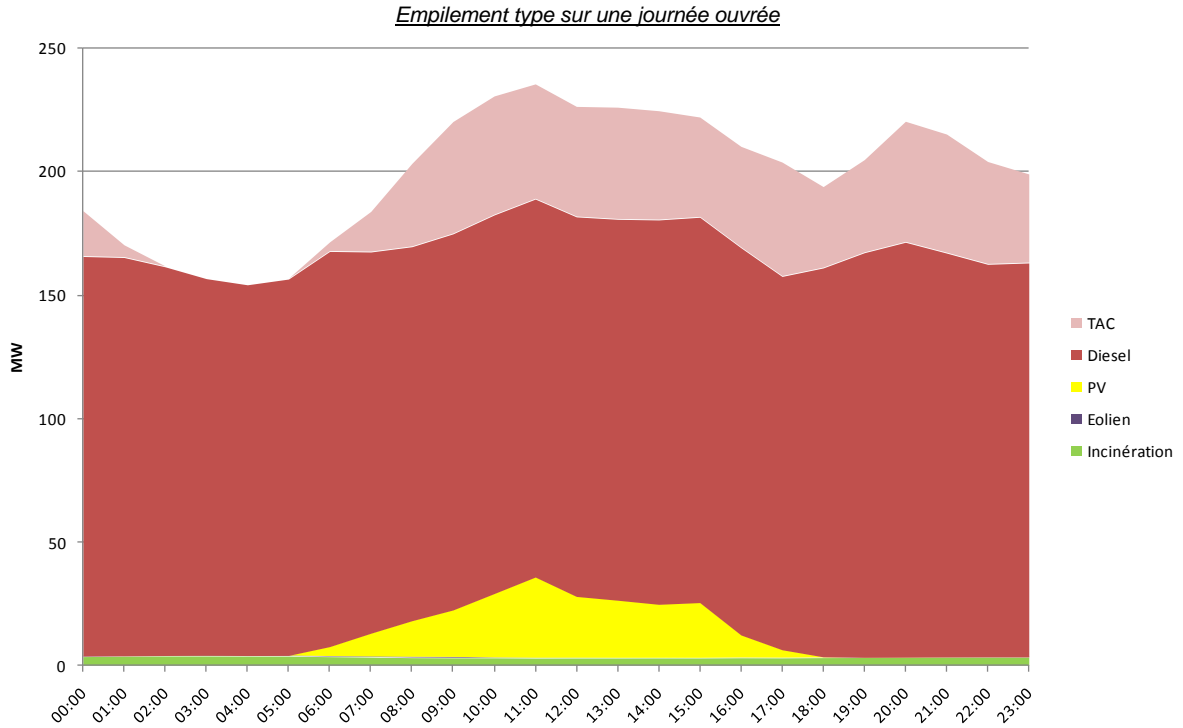
En 2012, le mix martiniquais présente, comme les années précédentes, une très forte proportion d'énergie thermique non renouvelable. Les énergies renouvelables, essentiellement photovoltaïque, représentent moins de 7% de l'énergie produite en 2012.

Mix énergétique 2012 en Martinique



1.3.2 Equilibre journalier

Le graphique suivant illustre un empilement type des moyens de production sur un jour ouvré.



2 LES PREVISIONS ET LES BESOINS EN INVESTISSEMENT

2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité

Les projections sont construites autour d'un scénario de « référence » qui adopte l'hypothèse centrale sur chacun des déterminants macro-économiques.

Sur ce scénario, la consommation martiniquaise continue de croître mais à un rythme plus faible que durant la dernière décennie du fait de la décélération démographique, du rattrapage à court terme des taux d'équipement métropolitains et de la poursuite des actions actuelles en matière de maîtrise de l'énergie.

Trois autres scénarios encadrent l'hypothèse de la demande électrique du scénario de référence :

- un scénario « haut » qui retient des hypothèses démographiques et économiques fortes ;
- un scénario « bas » qui cumule les effets d'une croissance faible et d'une démographie plus basse ;
- un scénario « MDE renforcée » qui reprend le contexte macro-économique du scénario de référence et traduit une accélération de la maîtrise de la demande en énergie liée à des actions volontaristes et économiquement responsables.

2.1.1 Principaux sous-jacents

2.1.1.1 La démographie

Les hypothèses démographiques sont basées sur les dernières projections de l'INSEE publiées fin 2010 (modèle Omphale 2010). Cependant, la population en 2012 s'avérant être moins importante que celle envisagée auparavant par l'INSEE (- 15 000 personnes), les projections utilisées pour le scénario de référence sont réalisées en se basant sur la population 2012 et en y appliquant les taux de croissance prévus par l'INSEE en 2010. La croissance de la population ralentit tendanciellement dans les scénarios de référence et bas, mais à un rythme plus ou moins rapide. Elle se maintient dans le scénario haut.

Hypothèses de population – Martinique

| Population en milliers de personnes | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2000 / 2010* | 2010 / 2020* | 2020 / 2030* |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|--------------|--------------|--------------|
| Référence | 384 | 396 | 394 | 394 | 400 | 405 | 408 | 0,3 % | 0,1 % | 0,2 % |
| Haut | 384 | 396 | 394 | 396 | 406 | 414 | 422 | 0,3 % | 0,3 % | 0,4 % |
| Bas | 384 | 396 | 394 | 392 | 393 | 394 | 392 | 0,3 % | 0,0 % | 0,0 % |

*tcam : taux de croissance annuel moyen

Source : Enerdata, basé sur les taux de croissance INSEE (2010)

L'hypothèse centrale de décohabitation a été élaborée en prolongeant la tendance historique. Les hypothèses contrastées selon les scénarios reflètent l'incertitude sur les modes de vie futurs. Le vieillissement de la population couplé à la faiblesse du solde migratoire (voire un solde négatif) accélère le phénomène de rattrapage du nombre de personnes par ménage vers des niveaux proches de la métropole à moyen terme, puis les dépasse à long terme.

Hypothèses de décohabitation – Martinique

| Nombre de personnes par ménage | Années | | | | | | | Taux de variation | | |
|--------------------------------|--------|------|------|------|------|------|------|-------------------|--------------|--------------|
| | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2000 / 2010* | 2010 / 2020* | 2020 / 2030* |
| Référence | 2,86 | 2,64 | 2,50 | 2,40 | 2,30 | 2,20 | 2,10 | -1.3% | -0.8% | -0.9% |
| Haut | 2,86 | 2,64 | 2,50 | 2,35 | 2,20 | 2,05 | 1,90 | -1.3% | -1.3% | -1.5% |
| Bas | 2,86 | 2,64 | 2,50 | 2,45 | 2,40 | 2,35 | 2,30 | -1.3% | -0.4% | -0.4% |

*tcam : taux de croissance annuel moyen

Sources : INSEE, projections Enerdata

2.1.1.2 La croissance économique

Les hypothèses de croissance du PIB régional en volume sont données dans le tableau ci-dessous, par période de 5 ans.

Hypothèses de croissance économique – Martinique

| Taux de croissance annuel moyen | 2000 / 2005 | 2005 / 2010 | 2010 / 2015 | 2015 / 2020 | 2020 / 2025 | 2025 / 2030 |
|---------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|
| Référence | 3,4 % | 0,4 % | 1,2 % | 2,5 % | 2,3 % | 2,1 % |
| Haut | 3,4 % | 0,4 % | 1,4 % | 3,0 % | 2,8 % | 2,6 % |
| Bas | 3,4 % | 0,4 % | 1,0 % | 2,0 % | 1,8 % | 1,6 % |

Sources : INSEE, projections Enerdata

La répartition de la valeur ajoutée entre les secteurs économiques est caractérisée par la tertiarisation progressive de l'économie au détriment de l'industrie et de l'agriculture. La tertiarisation de l'économie se traduit notamment par une progression de l'emploi dans les services.

Hypothèses de répartition de la valeur ajoutée – Martinique

| Répartition de la valeur ajoutée | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|----------------------------------|--------|--------|--------|--------|
| Agriculture | 3,9 % | 2,2 % | 1,6 % | 1,1 % |
| Industrie | 13,6 % | 13,3 % | 12,2 % | 11,6 % |
| Tertiaire | 82,5 % | 84,5 % | 86,1 % | 87,4 % |

Sources : INSEE, projections Enerdata

2.1.1.3 Les taux d'équipement des ménages

Les hypothèses d'évolution des taux d'équipement pour certains usages domestiques (parmi les plus significatifs) sont précisées dans le tableau ci-dessous.

Hypothèses de taux d'équipement des ménages – Martinique

| Taux d'équipement | 2000 | 2010 | 2020 | 2030 |
|---------------------------|------|------|------|-------|
| Climatisation | 5 % | 23 % | 40 % | 53 % |
| Eau chaude sanitaire... | 40 % | 60 % | 78 % | 94 % |
| ... dont électricité | 92 % | 77 % | 60 % | 47 % |
| ... dont solaire | 5 % | 20 % | 37 % | 52 % |
| Lampes basse consommation | 5 % | 60 % | 95 % | 95 % |
| Réfrigérateurs | 95 % | 98 % | 99 % | 100 % |
| Congélateurs | 61 % | 73 % | 77 % | 80 % |

Sources : Compilation de données et projections Enerdata

2.1.1.4 Le véhicule électrique

Au regard de l'absence de données permettant d'élaborer des hypothèses de développement, ces scénarios de consommation ont été construits hors développement, pour le véhicule électrique, de recharge sur le réseau public.

Sans dispositions ou précautions particulières et compte tenu du facteur carbone du système électrique, la recharge de batteries sur le seul réseau de distribution publique d'électricité conduirait immanquablement :

- à une augmentation de la consommation d'électricité dans l'île et à l'alourdissement des charges de service public de l'électricité (CSPE) ;
- à l'accentuation de la pointe sur le système électrique ;
- et à un bilan carbone supérieur à celui de véhicules thermiques récents.

Les réflexions engagées autour du développement de la mobilité électrique dans les îles conduisent ainsi à recommander d'assurer les recharges de batteries à partir d'énergies renouvelables dédiées à cet effet. En cas de nécessité de recharge sur le réseau, il sera nécessaire d'en assurer un pilotage par le gestionnaire du réseau afin d'éviter d'accentuer les problématiques de pointe.

2.1.2 Scénarios tendanciels

Sur la base des sous-jacents évoqués plus haut et de l'historique de consommation électrique, les scénarios d'évolution tendanciels suivants ont été retenus.

2.1.2.1 Tendence court terme

| Scénario de référence | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 |
|--|-------|-------|-------|-------|-------|
| Energie (GWh) | 1 613 | 1 638 | 1 678 | 1 717 | 1 760 |
| <i>Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans</i> | 2,1 % | | | | |
| Puissance de pointe (MW) | 256 | 260 | 264 | 271 | 279 |

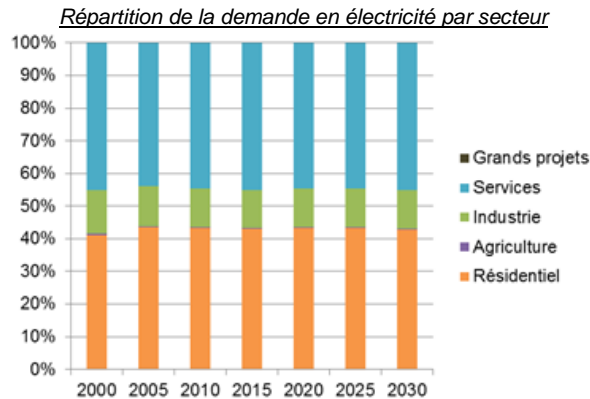
2.1.2.2 Tendence moyen et long terme

| Scénario de référence | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Energie (GWh) | 1 638 | 1 851 | 2 075 | 2 305 |
| <i>Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans</i> | | 2,5 % | 2,3 % | 2,1 % |
| Puissance de pointe (MW) | 260 | 293 | 329 | 366 |

| Scénario haut | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Energie (GWh) | 1 651 | 1 927 | 2 223 | 2 559 |
| <i>Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans</i> | | 3,1 % | 2,9 % | 2,9 % |
| Puissance de pointe (MW) | 264 | 306 | 356 | 407 |

| Scénario bas | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|--|-------|-------|-------|-------|
| Energie (GWh) | 1 622 | 1 779 | 1 944 | 2 098 |
| <i>Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans</i> | | 1,9 % | 1,8 % | 1,5 % |
| Puissance de pointe (MW) | 256 | 281 | 306 | 332 |

Le graphique ci-dessous présente à titre indicatif la répartition de la demande par secteur pour le scénario de référence.



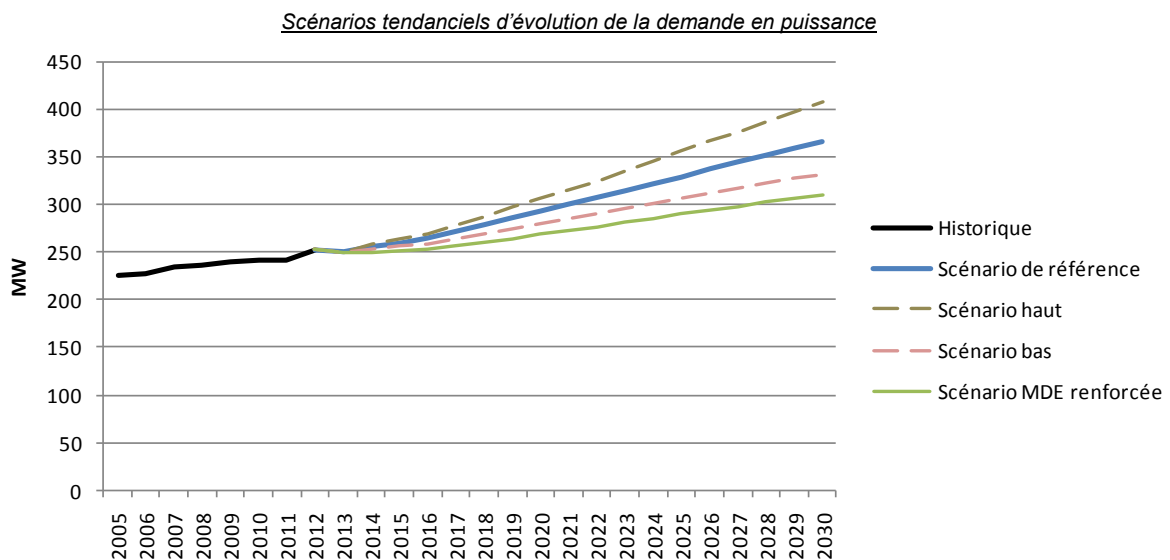
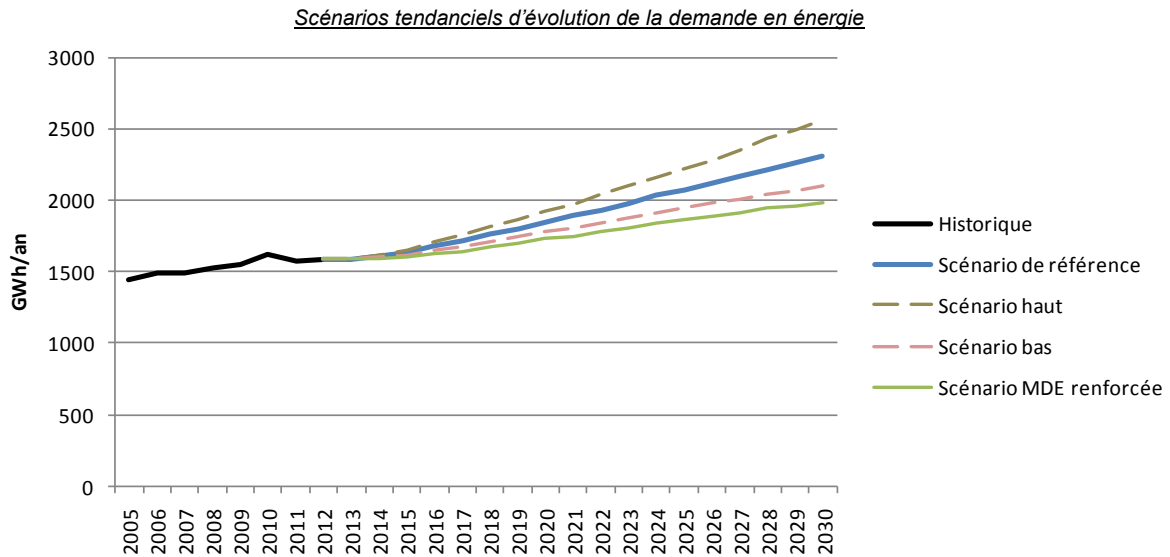
2.1.3 Perspectives de maîtrise de la demande d'électricité

Le scénario « MDE renforcée » est construit à partir des hypothèses d'évolution démographique du scénario tendanciel de référence. Il est basé sur des actions volontaristes et économiquement responsables qui amplifient et dépassent les actions de MDE classiques intégrées par construction dans les scénarios tendanciels. Ainsi, dans le résidentiel et le tertiaire, la maîtrise de la croissance de la consommation dépendra de la mise en œuvre de solutions performantes dans la réhabilitation et le renouvellement de l'ancien (chauffe eau solaire, isolation, rénovation de climatisation...).

| Scénario MDE renforcée | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 |
|---|-------|-------|-------|-------|
| Energie (GWh) | 1 603 | 1 731 | 1 864 | 1 989 |
| Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans | | 1,5 % | 1,5 % | 1,3 % |
| Puissance de pointe (MW) | 251 | 269 | 290 | 311 |

En énergie, ce scénario correspond à une économie de consommation d'électricité de 11 % en 2025 et 14 % en 2030 par rapport au scénario tendanciel de référence.

2.1.4 Récapitulatif graphique



2.1.5 Comparaison avec les scénarios SRCAE

Les scénarios retenus dans le Schéma Régional Climat Air Énergie (SRCAE) font l'hypothèse d'une consommation atteignant 1 800 GWh (scénario tendanciel) ou 1 350 GWh (scénario volontariste) en 2020.

Les prévisions de consommation utilisées dans le cadre du présent bilan prévisionnel sont plus élevées (1 851 GWh en 2020 pour le scénario de référence et 1 731 GWh pour le scénario MDE renforcé). Cet écart est lié au fait que les scénarios du bilan prévisionnel et du SRCAE ont été réalisés afin de remplir des objectifs différents : le bilan prévisionnel a pour objectif de déterminer les besoins en investissement qui permettront de garantir dans tous les cas l'alimentation électrique de la Martinique tandis que le SRCAE a notamment pour objectif la réduction de la consommation dans une vision politique ambitieuse.

2.2 Le développement du parc de production

2.2.1 Prévisions de développement du parc de production

2.2.1.1 Hypothèses principales

Les calculs technico-économiques ont été menés en se basant pour les moyens de base sur les coûts de développement des diesels semi-rapides et pour les moyens de pointe sur les coûts de développement des turbines à combustion.

Compte tenu des caractéristiques du système électrique martiniquais, les nouveaux besoins en investissement ont été déterminés par tranche de 20 MW.

La disponibilité des moyens de production a été calée, pour les moyens de production existants, sur les performances contractuelles ou normatives attendues et, pour les nouveaux besoins, à hauteur de 85 % pour les moyens de base et 90 % pour les moyens de pointe.

On considère que le développement des énergies renouvelables intermittentes restera limité par la limite des 30% fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié. Seule la croissance de la consommation permet l'installation de puissance supplémentaire.

On considère également un développement du photovoltaïque et de l'éolien avec stockage, en se basant sur les objectifs des SRCAE à l'horizon 2020 ainsi que sur les résultats des appels d'offres.

2.2.1.2 Résultats

Les résultats de simulation pour les scénarios de demande de référence et MDE renforcée sont donnés dans les tableaux suivants.

Scénario de référence

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|--------|------------|------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Base | PEI 211 | | Albioma 34 | | | | | | | | | | | | | | |
| Pointe | | | | | 20 | | | 20 | | 2x20 | | | 20 | | | | |

Scénario MDE renforcée

| | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 |
|--------|------------|------|---------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Base | PEI 211 | | Albioma 34 | | | | | | | | | | | | | | |
| Pointe | | | | | | | | 20 | | | | | | | 20 | | |

| | | |
|---------------|----------------|----------------|
| Projet engagé | Renouvellement | Nouveau besoin |
|---------------|----------------|----------------|

Après la mise en service de 12 moteurs diesel par PEI en 2014 puis la mise en service par Albioma d'un groupe bagasse / biomasse de 34 MW, l'équilibre offre-demande en Martinique deviendra relativement détendu et les TAC 2 et 3 pourront être déclassées. Le premier besoin en investissement apparaît en 2018 (20 MW de pointe), puis entre 2021 et 2025 (2x20 MW de pointe en nouveaux besoins ainsi que 20 MW de pointe en renouvellement) et enfin entre 2026 et 2030 (20 MW de pointe). Pour le scénario MDE renforcée, en dehors du renouvellement de la TAC 4 entre 2021 et 2025, le premier besoin en investissement n'apparaît qu'entre 2026 et 2030, malgré le déclassement des TAC 2 et 3 en 2016.

2.2.2 Projets susceptibles de répondre aux besoins

2.2.2.1 Projets en cours de réalisation

Les travaux pour le renouvellement de la centrale EDF de Bellefontaine sont en cours. Cette centrale, dont la puissance était de 199 MW avant le déclassement des groupes 3 et 4, sera remplacée par une nouvelle centrale construite par PEI (12 diesels de 17,6 MW chacun, soit 211 MW au total). La mise en service se fera progressivement entre septembre 2013 et mai 2014 et permettra le déclassement complet de la centrale actuelle de Bellefontaine.

2.2.2.2 Projets identifiés

La mise en service de PEI puis du groupe de 34 MW d'Albioma (ex Séchilienne-Sidec) permettra de sécuriser l'alimentation électrique de la Martinique, donnant ainsi le temps aux porteurs de projets d'énergie renouvelable de développer leurs projets sereinement. Tout projet qui permettra de produire de l'énergie à un coût inférieur au coût proportionnel des diesels permettra de réduire le coût global de production de l'île.

Un certain nombre de projets sont à l'étude :

- Projet d'augmentation de capacité de traitement actuel de l'usine d'incinération des ordures ménagères (+3,5 MW) ;
- Projet d'unité de valorisation du biogaz de la Trompeuse (< 1 MW) à horizon 2013 ;
- Projets de parcs éoliens (4 MW + 9 MW) équipés de dispositifs de stockage d'énergie électrique et de prévision de production retenus dans le cadre de l'appel d'offres éolien terrestre lancé par l'Etat en novembre 2010 pour l'Outre Mer et la Corse ;
- Projets de photovoltaïque avec stockage (3 projets pour un total de 6 MW), suite à l'appel d'offres solaire avec stockage lancé par la CRE à la demande du Gouvernement ;
- Projet de production géothermique à la Dominique, alimentant la Martinique par câble sous-marin (40 MW) ;
- Projet de production géothermique en Martinique (10-20 MW) ;
- Projet de four biomasse de la CACEM (< 2 MW) ;
- Projet de 3,5 MW de mini hydraulique à Rivière Lorrain, projets de micro hydraulique sur les rivières Case Navire et Lézarde. Le potentiel hydro-électrique est estimé à 5 MW en Martinique ;
- Projet de prototype d'énergie thermique des mers de 4 MW ;
- Projet autour de la technologie des piles à combustible et d'un carburant bioéthanol.

A noter également un projet d'importation de gaz. Sa réalisation éventuelle n'aurait pas d'incidence sur le dimensionnement des équipements mais se traduirait par un changement de combustible du fioul vers le gaz pour les centrales diesel.

Par ailleurs, des projets importants d'efficacité énergétique sont à l'étude :

- Des projets de SWAC (Sea Water Air Conditioning) utilisant de l'eau froide puisée dans les profondeurs des océans pour de la climatisation grande échelle ; cette production de froid à partie d'énergie renouvelable permet une réduction de la consommation électrique ; une étude de SWAC est en cours à Schoelcher.
- Plusieurs projets de réseau de froid et de chaleur sont à l'étude dans la conurbation de Fort de France.

2.2.3 Développement du réseau de transport

Des renforcements du réseau 63 kV sont nécessaires avec l'arrivée des nouveaux moyens de production :

- Les axes entre Bellefontaine et l'agglomération de Fort de France doivent être renforcés ;
- Le raccordement de production sur le Nord de l'île, dans la zone de Marigot en particulier (projet de géothermie de la Dominique par exemple) nécessitera le renforcement de la zone Nord Est de l'île.

L'arrivée massive d'EnR intermittentes sur le réseau moyenne tension nécessite des adaptations du réseau 63 kV. Ces adaptations seront envisagées, en concertation avec l'Etat et la Région, par le biais du schéma de raccordement des EnR qui fera suite au Schéma Régional Climat Air Energie (SRCAE).

D'une façon générale, des renforcements du réseau 63 kV sont souvent nécessaires avec l'arrivée des nouveaux moyens de production de puissance importante (en dehors de rares cas). Or les délais de réalisation des lignes 63 kV sont aujourd'hui plus longs que ceux de réalisation des centrales, notamment à cause de la sensibilité aux questions environnementales et des procédures de concertation avec les acteurs concernés, parfois très nombreux pour des lignes traversant plusieurs communes et des terrains très variés. Il est donc nécessaire d'inclure la question du renforcement du réseau 63 kV dès le début des réflexions sur les projets de production.

Il est aussi nécessaire de prévoir un délai de l'ordre de 2 à 5 ans pour l'instruction du raccordement des producteurs (délai entre l'engagement du producteur dans sa solution de raccordement et la date d'injection sur le réseau de son nouveau moyen de production) et de faciliter la prise en compte des contraintes du raccordement dans l'élaboration des documents d'urbanisme.

Par ailleurs, l'augmentation de la consommation peut avoir pour conséquence de contraindre les réseaux et nécessiter des renforcements.

C'est pourquoi respecter l'équilibre entre zones d'implantation des moyens de production et zones de consommation permet d'optimiser la structure du réseau 63 kV en évitant des renforcements. A cet égard, l'implantation de moyens de production dans le Sud de l'île permettrait de limiter la création de nouvelles infrastructures réseau. Au contraire, tout raccordement de production supplémentaire dans la zone de Bellefontaine nécessitera des renforcements supplémentaires.

2.3 Le potentiel de développement des énergies renouvelables

La Martinique possède un potentiel d'EnR riche et varié qui reste à exploiter : géothermie, biomasse, biogaz, hydraulique, éolien et photovoltaïque. Les énergies intermittentes seront limitées par leur taux maximal de pénétration (seuil de 30 % en puissance injectée), sans pour autant peser notablement dans le bilan énergétique (autour de 5 %). L'atteinte des objectifs Grenelle de 50 % de la production d'électricité issue des énergies renouvelables en 2020 nécessite de développer à la fois :

- **L'efficacité énergétique** ; si le taux de croissance de la consommation a été divisé par deux entre le début des années 2000 et aujourd'hui, il reste à un niveau suffisant pour « gommer » le développement récent du photovoltaïque, qui a tout juste permis de stabiliser la part de la production d'électricité issue des ENR autour de quelques % ;
- Les **ENR garanties** qui présentent un triple avantage : une production toute l'année, au lieu de quelques heures par jour pour les énergies intermittentes ; une production stable donc non perturbatrice pour le réseau électrique ; un coût compétitif en milieu insulaire, donc un surcoût faible pour la collectivité au titre de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE).

A partir du scénario MDE renforcée pour la croissance de la consommation (1 731 GWh en 2020), le développement des EnR, souhaité par le Conseil Régional et le Gouvernement, peut se concrétiser dans les domaines suivants :

- **Géothermie** : des potentiels intéressants sont pressentis dans la région du Diamant et de la Montagne Pelée. Le projet de raccordement avec la Dominique est aussi un enjeu fort pour développer la géothermie avec un potentiel de 40 MW à destination de la Martinique ;
- **Biomasse** : la **bagasse** issue de la canne à sucre mais aussi la filière canne combustible portent des perspectives prometteuses à travers de nouvelles unités industrielles ; elles peuvent permettre à la biomasse, associée au **biogaz de décharge**, au **biogaz de méthanisation** dans les exploitations agricoles et à **l'incinération d'ordures ménagères**, d'apporter une contribution appréciable à l'alimentation électrique de l'île, avec 240 GWh en 2020 (12 % du mix énergétique).
- **La petite hydraulique**, non exploitée à ce jour en Martinique, pourrait connaître un développement, plusieurs rivières présentant un potentiel intéressant ; un objectif de 20 GWh en 2020 (1 % du mix énergétique) est atteignable.

- Le potentiel **éolien** martiniquais est encore très peu exploité ; dans les années à venir, de nouvelles technologies d'éoliennes feront leur apparition et l'appel d'offres éolien avec stockage en cours permettra d'expérimenter différentes solutions de stockage pour faire face à l'intermittence ; un objectif de 80 GWh en 2020 (4 % du mix énergétique) apparaît atteignable.
- Le **photovoltaïque**, encore cher, voit ses coûts baisser régulièrement ; il faut donc préparer la poursuite de son développement en expérimentant, comme pour l'éolien, différentes solutions de stockage pour pallier l'intermittence ; le projet d'appel d'offres photovoltaïque avec stockage doit apporter, à ce titre, des enseignements intéressants ; un objectif de 100 GWh en 2020 (5 % du mix énergétique) apparaît atteignable.
- **Energie thermique des mers** : un prototype de 4 MW est à l'étude par DCNS ; il a l'appui du Conseil Régional et du Gouvernement et le soutien financier de la Commission européenne a été demandé.

Sur la base du scénario MDE renforcée et si tous les potentiels ci-dessus sont exploités **sans tenir compte d'éléments économiques**, c'est ainsi autour de 50 % de la production de l'île qui pourrait être de source renouvelable en 2020.

Toutefois, dans chacune des filières identifiées, des difficultés réelles existent (soit technologiques, soit réglementaires, soit sociétales) qui seront longues à résoudre. L'atteinte de l'ordre d'un tiers de la production totale d'électricité en 2020 serait une progression déjà très significative, compte tenu de la part actuelle des énergies renouvelables en Martinique (de l'ordre de 6% de la production d'électricité en 2012).

Pour aller au-delà, d'autres pistes existent et sont à explorer :

- La technologie de la **pile à combustible** fonctionnant à l'éthanol issu de la biomasse est actuellement étudiée avec un objectif d'installations opérationnelles composées de plusieurs modules de 3 MW ; une installation de 30 MW pourrait produire 225 GWh (12 % du mix énergétique de 2020).
- Les autres **énergies marines** comme celles issues de la houle, des courants.