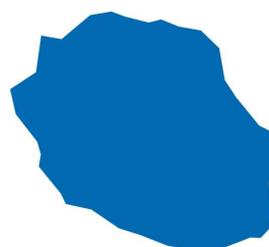


Bilan Prévisionnel de l'Equilibre Offre / Demande d'électricité ILE DE LA REUNION



Juillet 2011

SOMMAIRE

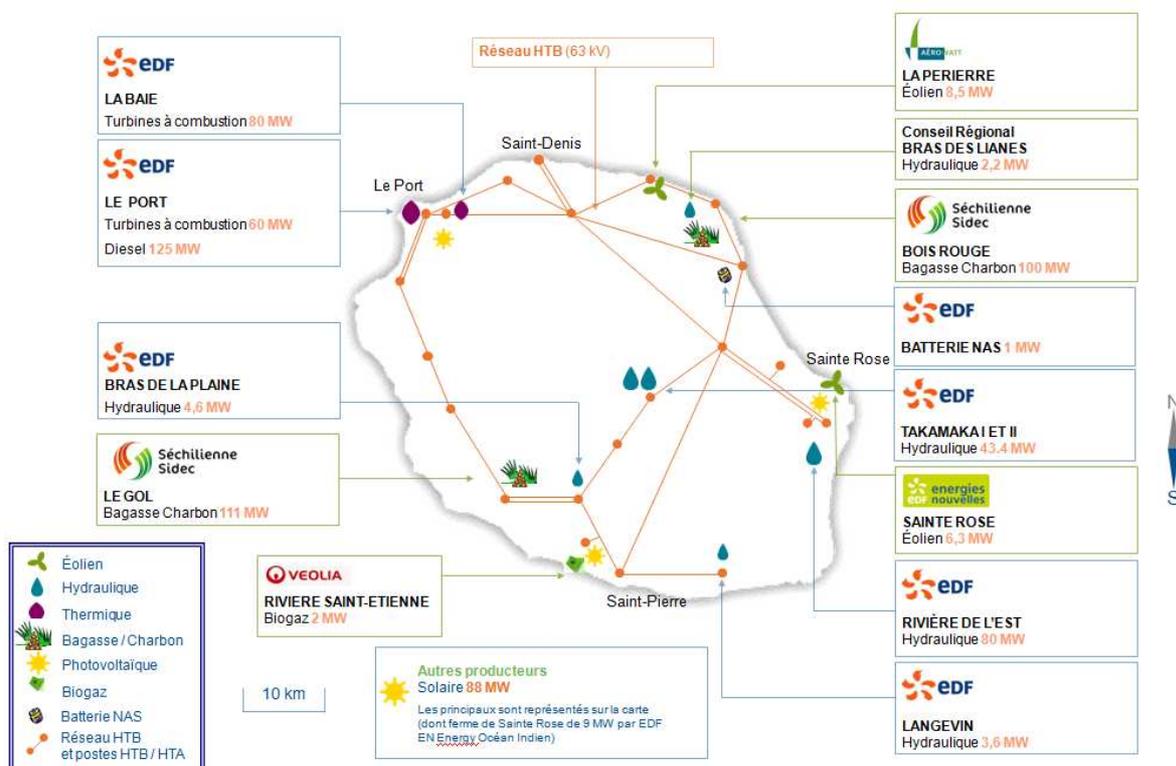
Préambule	3
1 L'Equilibre offre-demande	4
1.1 La demande	4
1.1.1 Résultats 2010	4
1.1.2 Pertes techniques et non techniques	4
1.1.3 Courbe de charge	4
1.1.4 Bilan sur les années passées	5
1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)	5
1.2 La production existante	6
1.2.1 Moyens thermiques	6
1.2.2 Les énergies renouvelables (EnR)	7
1.2.3 Tableau récapitulatif	10
1.3 L'équilibre du système	10
2 Les prévisions et les besoins en investissement	13
2.1 L'évolution prévisionnelle de la consommation d'électricité	13
2.1.1 Les sous-jacents principaux	13
2.1.2 Les scénarios tendanciels	15
2.1.3 Perspectives de maîtrise de la demande d'électricité (MDE)	15
2.1.4 Récapitulatif graphique	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 électrique	19
2.3 Le scénario Grenelle	20

PREAMBULE

Le présent bilan est établi conformément à l'article 6 de la loi relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité du 10 février 2000 et au décret du 20 septembre 2006, en tenant compte des spécificités de l'île de la Réunion.

L'île de La Réunion a une superficie de 2.504 km² et sa population s'élève à 824.000 habitants en 2010 (estimation INSEE fin 2010). La densité de population est d'environ 330 habitants au km².

Schéma du système électrique réunionnais



1 L'EQUILIBRE OFFRE-DEMANDE

1.1 La demande

1.1.1 Résultats 2010

L'énergie nette livrée s'est élevée à 2.699 GWh en 2010 en progression par rapport à l'année précédente de 3,1 %.

La consommation d'électricité s'est répartie selon les différents segments de clients de la manière suivante :

- 64 % au tarif bleu (« petit » tertiaire et clients domestiques) ;
- 36 % au tarif vert (« gros » tertiaire et industrie).

La puissance de pointe maximale de consommation du réseau a atteint 429 MW, valeur en augmentation de 1,4 % par rapport à la pointe de 2009.

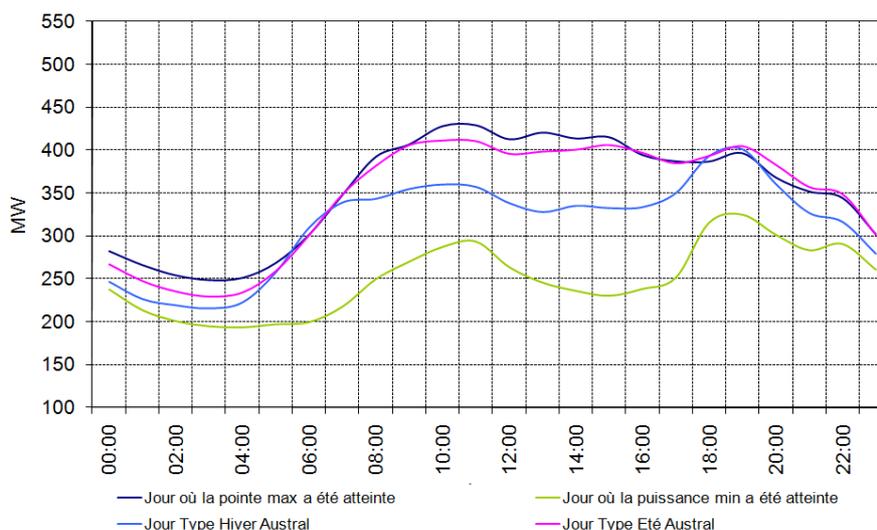
1.1.2 Pertes techniques et non techniques

En 2010, 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 232 GWh, soit 8,6 % de l'énergie livrée.

1.1.3 Courbe de charge

La courbe de charge est caractérisée par une pointe du matin sensible à la température (climatisation tertiaire essentiellement) et une pointe du soir sensible à la consommation domestique (éclairage et appareils domestiques, peu d'effet climatiseurs).

En été austral (novembre à mars), saison chaude, la pointe du matin et la pointe du soir sont à des niveaux proches. En hiver austral, saison plus tempérée, la pointe du soir est supérieure à la pointe du matin. Le graphique ci-dessous illustre cette saisonnalité relativement marquée.



Structure de la demande : jours extrêmes, jours typiques

1.1.4 Bilan sur les années passées

L'évolution de l'énergie livrée et de la puissance de pointe sur la période 1995-2008 est fournie ci-après :

Energie livrée au réseau	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energie nette (GWh)	1 271	1 368	1 449	1 544	1 630	1 757	1 871	1 952 (*)	2 079	2 191	2 271	2 365	2 461	2 546	2 618	2 699
Croissance (%)	7,3	7,6	5,9	6,5	5,6	7,8	6,5	4,3	6,5	5,3	3,7	4,1	4,1	3,4	2,8	3,1

(*) corrigée des effets du cyclone Dina.

Le taux de croissance énergétique annuel est passé de 6,7 % en moyenne sur 1995-2000, à 5,3 % sur 2000-2005 et à 3,5 % sur 2005-2010.

Puissance de pointe	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Puissance brute (MW)	221	237	265	271	280	305	313	333	348	370	379	398	404	408	423	429
Croissance (%)	10,0	7,0	12,2	2,0	3,4	9,0	2,5	6,6	4,5	6,3	2,4	4,7	1,5	1	3,7	1,4

1.1.5 Maîtrise de la demande d'électricité (MDE)

EDF poursuit activement le développement des offres de MDE. En 2010, les actions ont porté sur :

- la vente massive de coupe Veille avec 30.500 unités ;
- l'installation de 8.200 chauffe-eau solaires ;
- l'asservissement de 2.800 chauffe-eau électriques au signal tarifaire d'EDF ;

Pour lutter contre la consommation associée à la climatisation, EDF a lancé trois offres :

- Isolation dans l'industrie, le tertiaire et chez les clients professionnels : 55.000 m2 posés ;
- Isolation résidentiel : 24.000 m2 posés ;
- 630 climatiseurs de classe A posés.

Par ailleurs, la collaboration avec les Grands Clients a permis l'optimisation de nombreux process de clients industriels.

Ceci représente au total près de 24 MW effacés à la pointe et une production d'énergie évitée de plus de 32 GWh sur 2010.

1.2 La production existante

1.2.1 Moyens thermiques

1.2.1.1 Moyens de base et semi-base

Les différents moyens de production sont les suivants :

- Centrale diesel du Port

La centrale EDF du Port comporte 10 moteurs diesels SEMT Pielstick fonctionnant en semi-base, pour une puissance installée totale de l'ordre de 125 MW.

Les moteurs PC4 (4 x 20 MW) et les moteurs PC3 (3 x 10 MW) fonctionnent au fioul industriel ; les moteurs PC2 (3 x 5 MW) fonctionnent au fioul domestique.

L'exploitation de cette centrale diesel est indispensable à l'équilibre offre demande de La Réunion jusqu'à la mise en service de la nouvelle centrale EDF PEI¹ de Port Est prévue en 2012-2013.

- Centrale bagasse / charbon de Bois-Rouge

La centrale bagasse-charbon de Bois-Rouge, exploitée par la société SIDEC, comporte 3 tranches pour une puissance totale de 100 MW.

Les deux premières tranches, mises en service en 1992, fonctionnent à la bagasse pendant la période sucrière de juillet à décembre, et au charbon le reste de l'année. La puissance délivrée diminue en période sucrière du fait de la consommation des sucreries en vapeur, ce qui réduit la quantité de vapeur disponible pour la production électrique. La Réunion a été pionnière dans le domaine, puisque la centrale de Bois Rouge permet une valorisation de la bagasse depuis le début des années 90.

La troisième tranche, d'une puissance de 45 MW, a été mise en service fin 2004 et fonctionne normalement au charbon toute l'année. Si nécessaire, cette tranche peut également fonctionner, en secours des deux autres tranches, à la bagasse.

- Centrale bagasse / charbon du Gol

Fonctionnant sur le même schéma que la centrale de Bois-Rouge, la centrale SIDEC du Gol comporte 2 tranches bagasse/charbon (en service depuis 1996) et une nouvelle tranche de 52,5 MW mise en service fin 2006 fonctionnant au charbon. La puissance totale délivrée hors période sucrière atteint 111,5 MW.

1.2.1.2 Moyens de pointe

Les moyens de pointe sont exploités par EDF et répartis sur 2 sites : 3 turbines à combustion (TAC) de 20 MW à la Centrale du Port, et 2 TAC de 40 MW à la Centrale de La Baie (commune du Port).

Les 2 TAC de 40 MW bénéficient d'un système de dénitrification.

L'application des normes environnementales limite le fonctionnement annuel en équivalent pleine puissance à 500 h des trois TAC de la centrale du Port de 20 MW, non équipée de procédé de dénitrification et dont le renouvellement est prévu à horizon 2015.

¹ EDF Production Electrique Insulaire, filiale EDF SA

1.2.1.3 Tableau récapitulatif

Les caractéristiques détaillées des différents moyens de production thermiques sont indiquées dans le tableau suivant :

Exploitant	Site	Technologie	N° du groupe	Date de mise en service	PCN (MW)
EDF	Le Port	Diesel PC2	21	1971	5
			22	1973	5
			24	1973	5
		Diesel PC3	35	1975	10
			36	1976	10
			37	1978	10
		Diesel PC4	41	1981	20
			42	1985	20
			43	1986	20
			44	1988	20
SIDEC	Bois-Rouge ²	Chaudière	1	1992	27
			2	1992	28
			3	2004	45
	Le Gol ³	Chaudière	1	1996	29
			2	1996	30
			3	2006	52,5
EDF	Le Port	TAC	TAC 1	1981 ⁴	20
			TAC 2	1981 ⁵	20
			TAC 3	1981 ⁶	20
	La Baie	TAC	TAC 41	2002	40
	La Baie	TAC	TAC 42	2009	40
TOTAL (MW)					476,5

(*) En fonctionnement bagasse, la puissance livrée au réseau est de 95 MW maximum à Bois-Rouge, et 107 MW au Gol.

1.2.1.4 Déclassement des moyens de production

EDF déclassera les moteurs diesels de la centrale du Port à la mise en service de la nouvelle centrale en cours de construction par EDF PEI à proximité du Port Est, sur la commune du Port. Cette transition entre la centrale du Port et la centrale PEI aura lieu progressivement dès 2012.

Les Turbines à Combustion 1, 2 et 3 du Port seront déclassées et renouvelées à l'horizon 2015.

1.2.2 Les énergies renouvelables (EnR)

Les EnR peuvent être classées en 2 grandes familles :

² En fonctionnement bagasse, la puissance livrée au réseau est de 95 MW maximum à Bois-Rouge.

³ En fonctionnement bagasse, la puissance livrée au réseau est de 95 MW maximum au Gol.

⁴ Date de première mise en service. Premier couplage à la Réunion en 1989.

⁵ Date de première mise en service. Premier couplage à la Réunion en 1991.

⁶ Date de première mise en service. Premier couplage à la Réunion en 1992.

- **Les énergies stables** (biomasse, biogaz, géothermie, hydraulique ...) 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.
- **Les énergies intermittentes** (éolien, photovoltaïque ...) 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 tension 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.

1.2.2.1 Energies renouvelables stables

- Parc hydraulique

Exploitant	Site	Date de mise en service	Puissance installée (MW)	Productible moyen (GWh)
EDF	LANGEVIN	1961	2 x 1,8	10
	TAKAMAKA I	1968	2 x 8,7	80
	TAKAMAKA 2	1989	2 x 13	70
	Bras de la Plaine	1971	4,6	10
	RIVIERE DE L'EST	1980	3 x 22	370
	Rivière de l'Est 4	2010	25 ⁷	0 ⁸
	Les Orgues	1994	1,2	5
Non EDF	Bras Des Lianes*	1993	2,2	8
TOTAL HYDRAULIQUE			146	553

* Producteur indépendant (La Région)

La Réunion comporte des ouvrages majeurs de grande hydraulique : Rivière de l'Est et Takamaka. Leur fonctionnement, essentiel pour le système électrique, est contraint par la taille des réserves en eau équivalentes à quelques heures de turbinage à pleine puissance. L'énergie est donc répartie au mieux sur la journée en alternant les phases de stockage et de déstockage. Les autres ouvrages fonctionnent au fil de l'eau.

La puissance moyenne de l'hydraulique réunionnaise est de l'ordre de 60 MW. La puissance maximale atteignable est de l'ordre de 130 MW.

Les ouvrages de TAKAMAKA et RIVIERE DE L'EST sont des moyens de production dispatchables : les démarrages et la puissance pouvant être modulées en fonction de la demande électrique. Les autres ouvrages, de taille plus modeste, non dispatchables, sont dits fatals. Leur production n'est pas modulable en fonction de la demande mais leur production est peu fluctuante et facilement prévisible.

⁷ la puissance du groupe n° 4 de Rivière de l'Est est de 25 MW. La conduite forcée limite la production totale de l'usine à environ 80 MW. Le gain net en puissance n'est donc que de l'ordre de 14 MW par rapport à la situation existante.

⁸ le productible supplémentaire est nul dans la mesure où le groupe turbinera de l'eau déjà captée et turbinée. Le gain se fera sur la puissance disponible et le placement de l'énergie dans la journée (construction d'un réservoir de stockage supplémentaire) et non sur l'énergie produite.

L'équipement suivant est en cours de réalisation :

Maître d'ouvrage	Site	Date de mise en service prévue	Puissance installée (MW)	Productible moyen (GWh)
EDF	Ste ROSE	2012	0,75	3,5

- Bagasse : Les centrales du Gol et de Bois Rouge ont produit, en 2010, environ 270 GWh à partir de bagasse. La bagasse est ainsi la seconde source d'énergies renouvelables de l'île. La Réunion a été pionnière dans le domaine, puisque la centrale de Bois Rouge a été mise en service dès le début des années 90.
- Biogaz : une unité de 2 MW valorisant le biogaz issu du centre d'enfouissement des déchets de Rivière Saint Etienne est en fonctionnement depuis fin 2008.

1.2.2.2 Energies renouvelables intermittentes

- Parc éolien

Site	Date de mise en service	Puissance installée (MW)
Sainte-Rose	2004	6,3
La Perrière	2006	8,5 ⁹
TOTAL		14,8

- Photovoltaïque raccordé au réseau

La Réunion compte à fin décembre 2010, 88 MW de panneaux raccordés au réseau électrique et devrait en avoir 130 MW en service d'ici fin 2011.

La limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, devrait être atteinte dès 2011. La Réunion devrait en effet avoir 145 MW d'EnR intermittentes (15 MW d'éolien et 130 MW de photovoltaïque) en service d'ici fin 2011, portant la part potentielle des énergies intermittentes dans le mix énergétique au-delà de 30% (seuil estimé pour 2011 autour de 130 MW).

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 nuages.
- les installations de puissance inférieure à 3kVA ne sont pas déconnectables.

⁹ La puissance installée contractuelle a crû fin 2009 sur le site de La Perrière suite à des travaux de renforcement du réseau HTA d'évacuation.

1.2.3 Tableau récapitulatif

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

Exploitant	Site	Technologie	Fonctionnement	PCN ¹⁰ (MW)
SIDECE	Bois-Rouge	Bagasse / charbon	Base	27
		Bagasse / charbon	Base	28
		Charbon	Base	45
	Le Gol	Bagasse / charbon	Base	29
		Bagasse / charbon	Base	30
		Charbon	Base	52,5
EDF	Le Port	Diesel PC2	Base	3 x 5
		Diesel PC3	Base	3 x 10
		Diesel PC4	Base	4 x 20
	Le Port	TAC	Pointe	3 x 20
	La Baie	TAC	Pointe	2 x 40
EDF	Takamaka 1	Hydraulique	Base / Pointe	17,4
	Takamaka 2	Hydraulique	Base / Pointe	26
	Rivière de l'Est	Hydraulique	Base / Pointe	80
EDF et autres producteurs	(multiples)	Hydraulique	Fatal	11,6
Veolia	Rivière St Etienne	Biogaz	Fatal	2
(multiples)	(multiples)	Eolien	Intermittent	14.8
(multiples)	(multiples)	Photovoltaïque	Intermittent	88
TOTAL (MW)				716,3

Par ailleurs, une batterie sodium soufre de 1 MW de puissance est en service depuis fin 2009 dans le poste source de Saint André. Elle permet de réaliser des cycles journaliers (charge la nuit pendant les heures creuses et décharge le jour ou le soir pendant les heures de pointe) et participera à un projet de R&D pour expérimenter le lissage de la production intermittente et la participation au réglage fréquence puissance du système électrique.

1.3 L'équilibre du système

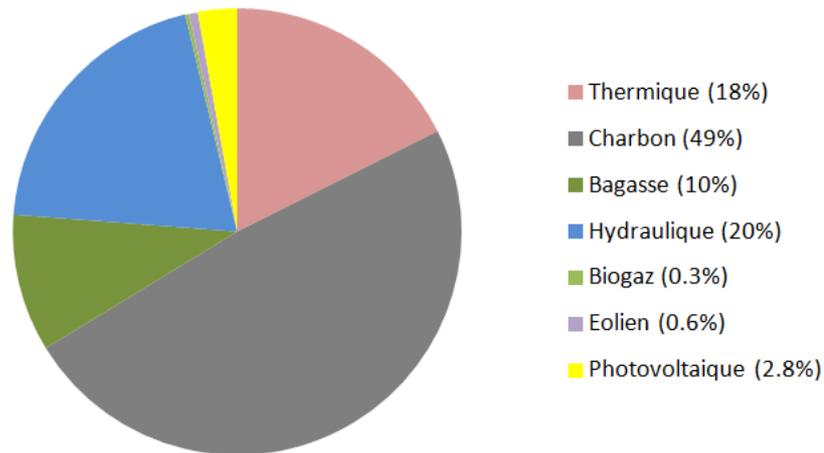
Bilan annuel :

L'île de la Réunion comporte un mix énergétique diversifié. La part des énergies renouvelables (EnR) atteint 34 % en 2010, principalement du fait du parc hydraulique et de la valorisation énergétique de la

¹⁰ Puissance continue nette

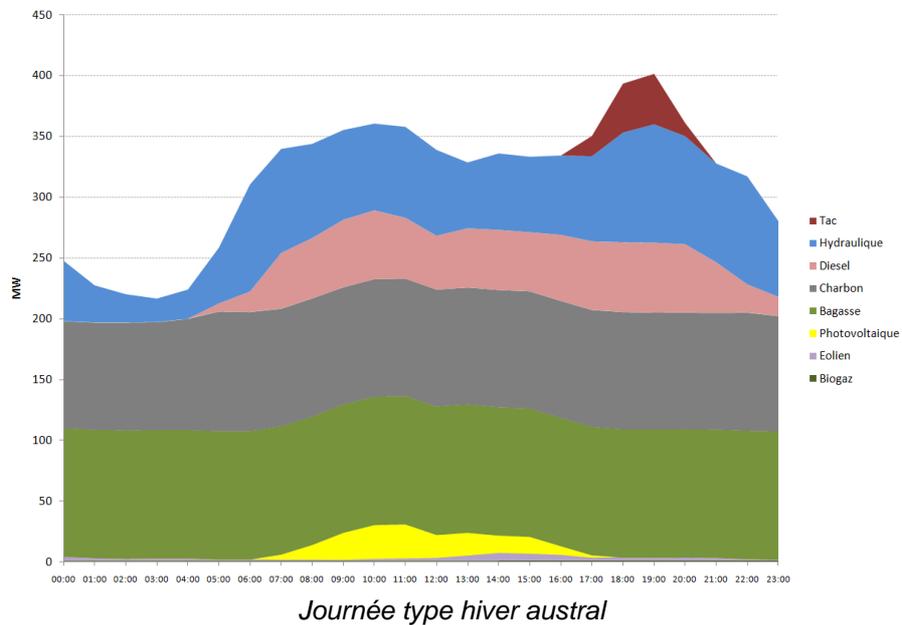
bagasse et dans une moindre mesure du photovoltaïque malgré une très forte augmentation de la puissance installée.

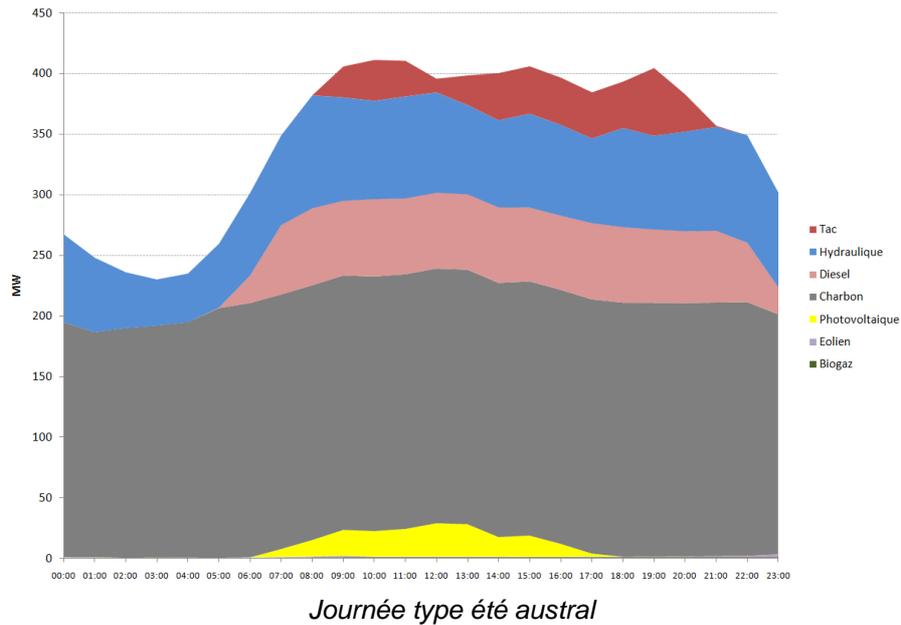
Mix énergétique Réunion 2010



Equilibre journalier :

les graphiques ci-dessous reproduisent l'empilement des moyens de production disponibles pour deux journées, l'une d'hiver austral (septembre) et l'autre d'été austral (mars).





Le placement des moyens de production se fait à « l'ordre du mérite », c'est à dire afin de garantir l'équilibre offre-demande au moindre coût.

Le fil de l'eau, les obligations d'achats et la production charbon (bagasse au 2^{ème} semestre) constituent la production de base.

En semi-base, les groupes Diesel sont utilisés afin d'optimiser le placement de l'hydraulique de pointe. En effet les capacités infra-journalières de stockage pour l'hydraulique permettent le placement lors des deux périodes de pointe (milieu de journée et début de soirée) et le stockage en dehors de ces périodes.

Enfin, les turbines à combustion sont utilisées principalement pour pallier les défaillances (fonction de secours) et assurer l'équilibre offre-demande lors des journées d'été les plus chargées (fonction de pointe).

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 réunionnaise continue de croître (3,3 % à court terme et 2 % à plus long terme) 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 par rapport aux standards 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 Les sous-jacents principaux

La démographie

Les hypothèses démographiques proviennent des dernières projections INSEE publiées fin 2010 (modèle Omphale 2010). La croissance de la population ralentit tendanciellement dans chacun des scénarios, mais à un rythme plus ou moins rapide. Le scénario Référence atteint près de un million d'habitant en 2030 avec une forte augmentation de la population dans la région sud.

Hypothèses de population – La Réunion

en milliers de personnes	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00/10*	10/20*	20/30*
Référence	716	773	824	872	918	959	997	1.4%	1.1%	0.8%
Haut	716	773	824	879	932	982	1 031	1.4%	1.2%	1.0%
Bas	716	773	824	865	903	936	961	1.4%	0.9%	0.6%

*tcam : taux de croissance annuel moyen

Source : INSEE (2010)

L'hypothèse centrale de décohabitation poursuit la tendance historique et correspond à une projection INSEE de 2008 (rattrapage du nombre de personnes par ménage vers des niveaux proches de ceux de la métropole). Les hypothèses contrastées selon les scénarios reflètent l'incertitude sur les modes de vie futurs. Le vieillissement de la population ainsi que la croissance des familles monoparentales accélèrent le phénomène de rattrapage du nombre de personnes par ménage vers des niveaux proches de ceux de la métropole.

Hypothèses de décohabitation – La Réunion

en personnes / ménage	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030	00/10*	10/20*	20/30*
Référence	3.22	3.01	2.84	2.73	2.59	2.51	2.41	-1.2%	-0.9%	-0.7%
Haut	3.22	3.01	2.84	2.68	2.49	2.36	2.21	-1.2%	-1.3%	-1.2%
Bas	3.22	3.01	2.84	2.78	2.69	2.66	2.61	-1.2%	-0.5%	-0.3%

*tcam : taux de croissance annuel moyen

Sources : INSEE (2008), Enerdata

La croissance économique

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

Hypothèses de croissance économique – La Réunion

	00/05*	05/10*	10/15*	15/20*	20/25*	25/30*
Référence	4.8%	3.2%	3.5%	3.2%	2.9%	2.6%
Haut	4.8%	3.2%	4.0%	3.7%	3.4%	3.1%
Bas	4.8%	3.2%	3.0%	2.7%	2.4%	2.1%

*tcam : taux de croissance annuel moyen

Sources : INSEE, Projections Enerdata

La répartition de la valeur ajoutée entre les secteurs économiques est supposée poursuivre la tendance historique, c'est-à-dire avec une tertiarisation progressive de l'économie au détriment de l'industrie et de l'agriculture, la valeur ajoutée poursuivant toutefois sa croissance dans chacun de ces secteurs.

Evolution de la répartition de la valeur ajoutée – La Réunion¹¹

	2000	2010	2020	2030
Agriculture	2.5%	1.5%	1.3%	1.0%
Industrie	13.3%	11.0%	9.5%	8.0%
Tertiaire	75.5%	78.5%	80.3%	82.0%

Sources : INSEE, Projections Enerdata

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.

Taux d'équipement des ménages – La Réunion

	2000	2010	2020	2030
Climatisation	7%	24%	45%	50%
ECS	70%	90%	97%	100%
<i>dont électricité</i>	25%	40%	40%	37%
<i>dont solaire</i>	8%	30%	53%	63%
LBC	5%	75%	95%	95%
Réfrigérateurs	97%	99%	100%	100%
Congélateurs	50%	63%	72%	80%

Sources : Compilation de données et Projections Enerdata

Le véhicule électrique

Ces scénarios de consommation ont été construits hors développement, pour le véhicule électrique, de recharge sur le réseau public.

¹¹ Le résidu de valeur ajoutée est constitué du matelas de taxes et subventions dans la comptabilité économique régionale.

2.1.2 Les 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.

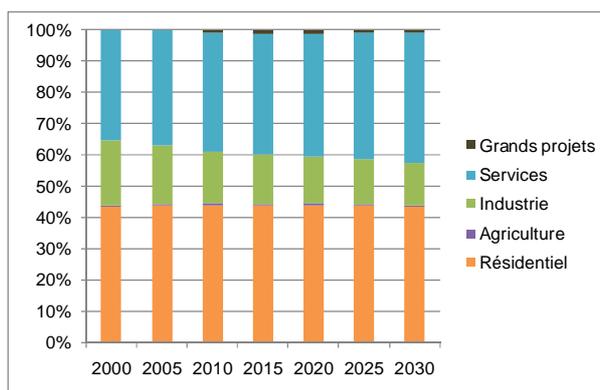
Tendance court terme¹²

Année	2012	2013	2014	2015	2016
Scénario Référence					
Energie (GWh)	2 919	3 000	3 086	3 168	3 269
Taux de croissance annuel moyen (%)	4.0%	2.8%	2.9%	2.7%	2.7%
Puissance max (MW)	457	472	486	500	515

Tendance moyen / long terme

Année	2015	2020	2025	2030
Scénario Référence				
Energie (GWh)	3 168	3 617	4 035	4 453
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans (%)	3.3%	2.7%	2.2%	2.0%
Puissance max (MW)	500	574	647	721
Scénario Haut				
Energie (GWh)	3 239	3 786	4 337	4 944
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans (%)	3.7%	3.2%	2.8%	2.7%
Puissance max (MW)	511	601	704	807
Scénario Bas				
Energie (GWh)	3 099	3 459	3 771	4 048
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans (%)	2.8%	2.2%	1.7%	1.4%
Puissance max (MW)	489	548	600	653

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



2.1.3 Perspectives de maîtrise de la demande d'électricité (MDE)

¹² Prise en compte des effets calendaires

Le scénario « MDE renforcée » est construit à partir des hypothèses d'évolution démographique du scénario tendanciel « Référence ». Il est basé sur la mise en œuvre des programmes de MDE et l'implication des collectivités territoriales pour des actions volontaristes dans le développement durable qui amplifient et dépassent les actions de MDE classiques intégrées par construction dans les scénarios tendanciels.

Certaines évolutions réglementaires récentes vont dans le sens de ce scénario :

- la mise en œuvre en avril 2009 de la nouvelle réglementation thermique DOM dans le bâti neuf, avec les chauffe-eau solaires (CES) obligatoires et l'isolation thermique dès le 1^{er} mai 2010 ;
- l'arrêt progressif, à partir de septembre 2009, de la commercialisation des ampoules à incandescence.

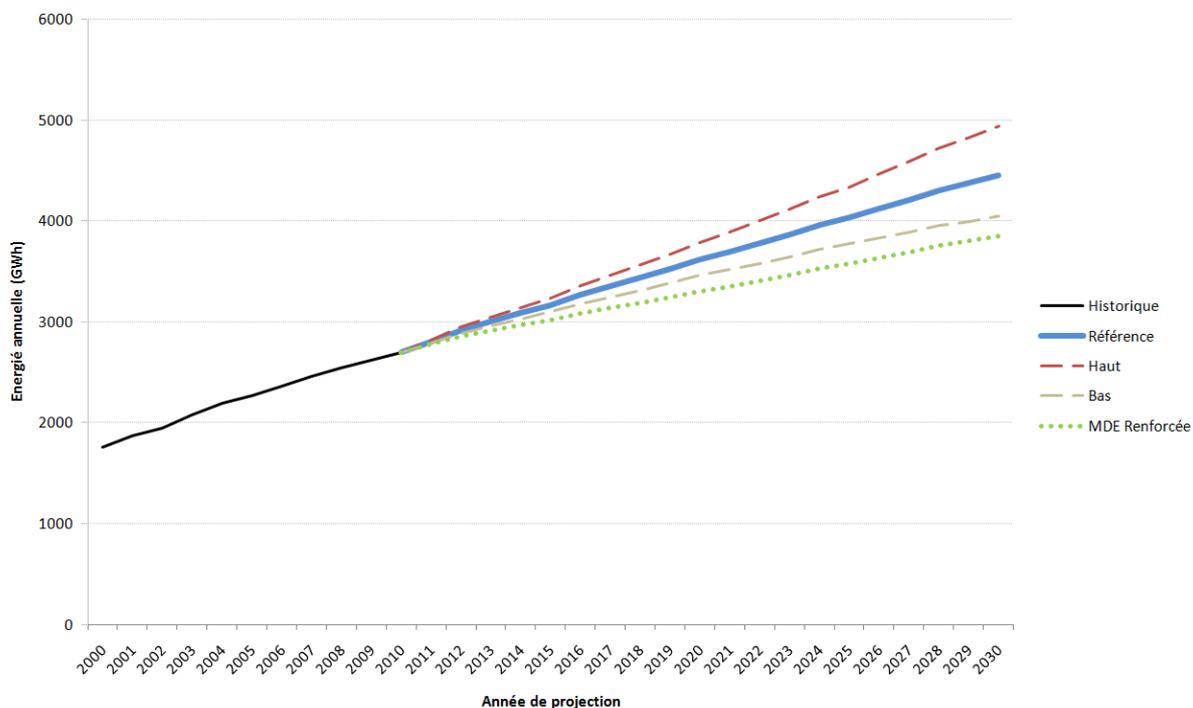
Ce scénario nécessite des actions volontaristes supplémentaires. Ainsi, dans le résidentiel et le tertiaire, la maîtrise de la croissance de la consommation dépendra de la mise en œuvre de solutions performantes dans la réhabilitation et le renouvellement de l'ancien (Chauffe eau solaire, isolation, rénovation de climatisation).

Année	2015	2020	2025	2030
Scénario MDE Renforcée				
Energie (GWh)	3 021	3 298	3 576	3 850
Taux de croissance annuel moyen sur 5 ans (%)	2.3%	1.8%	1.6%	1.5%
Puissance max (MW)	482	534	584	635

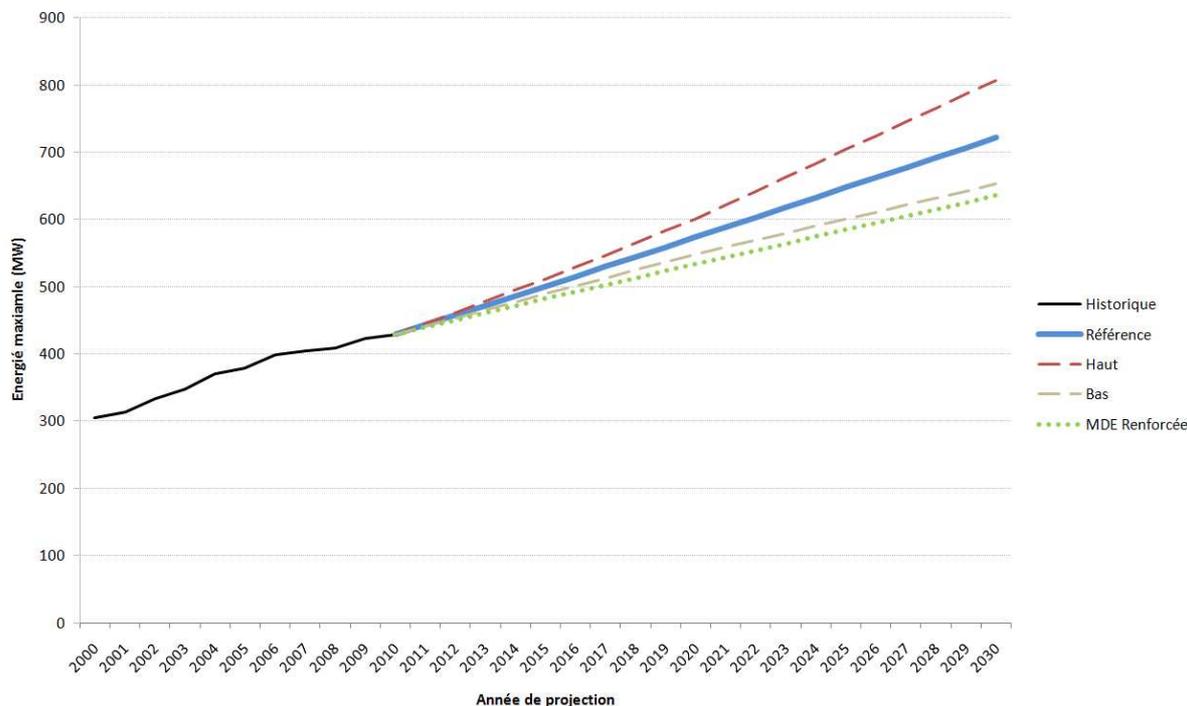
En énergie, ce scénario correspond à une économie de consommation d'électricité de 11 % en 2025 et près de 14 % en 2030 par rapport au scénario tendanciel « référence ».

2.1.4 Récapitulatif graphique

Scénarios tendanciels d'évolution du besoin en énergie



Scénarios tendanciels d'évolution du besoin en puissance



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.

La taille unitaire d'un nouveau moyen de production a été fixée à 40 MW compte tenu des caractéristiques du système électrique réunionnais.

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 la limite de 30 % concernant les énergies intermittentes, fixée dans l'arrêté du 23 avril 2008 modifié, est atteinte dès 2011. Le développement de ces énergies suit au-delà de 2011 la croissance de la consommation. Le tableau ci-dessous donne la puissance installée avant que ne soient déclenchées les premières déconnexions. C'est cette puissance qui est retenue comme hypothèse de développement.

Année	2015	2020	2025	2030
Puissance installée (MW)	153	174	194	214

2.2.1.2 Résultats

Les nouveaux besoins, exprimés par tranches de 40 MW, sont synthétisés dans le tableau suivant :

REFERENCE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		Port Est 210						40		40					2 x 40				
Pointe				40		40				40					40				

HAUT

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		Port Est 210					40		40	2 x 40					2 x 40				
Pointe				40	40					40					40				

BAS

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		Port Est 210								40					40				
Pointe				40			40			40									

MDE RENFORCEE

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base		Port Est 210								40					40				
Pointe					40				40						40				

Projet engagé	Renouvellement	Nouveaux besoins
---------------	----------------	------------------

Dans le scénario de référence, sur la période 2012-2020, les premiers besoins de production apparaissent en pointe (40 MW) en 2015 puis 2017 et correspondent au déclassement des TAC du Port.

En base, le premier besoin, de 40MW, n'apparaît qu'en 2019.

Ultérieurement, le rythme des besoins est de 40 MW tous les cinq ans, en base comme en pointe.

Cette analyse doit être complétée par une spatialisation des besoins. En effet, la région sud manque de moyens de production alors qu'elle connaîtra dans les prochaines années un fort développement démographique et industriel. Les besoins court terme de renouvellement de pointe (2 x 40 MW) auront pour objectif par une localisation dans la région sud, région qui ne dispose pas de moyens de production de pointe/secours, de rééquilibrer la production entre les différentes zones de consommation de l'île.

2.2.2 Projets susceptibles de répondre aux besoins

2.2.2.1 Projets en cours de réalisation

Renouvellement / extension de la nouvelle centrale Diesel de 210 MW, Port Est. Mise en service des premiers groupes début 2012.

2.2.2.2 Projets identifiés

- Thermique

Nouvelle centrale de 40 MW (Saint André Energie) à Bois Rouge fonctionnant en cogénération pour valoriser le surplus de bagasse ainsi que d'autres ressources biomasse disponibles.

- Hydroélectrique

Des études ont été engagées à partir d'un inventaire de sites potentiels, notamment dans les vallées de Takamaka et Bras de Plaine qui présentent encore des possibilités d'aménagement. Le Schéma

Directeur d'Aménagement et de Gestion des Eaux (SDAGE) a été rendu compatible avec ces développements.

- Houlomoteur

Deux projets d'expérimentation à horizon 2014 sont en cours. Projet CETO (2-3 MW) et PELAMIS (5 MW).

- Stockage

La poursuite du développement des énergies intermittentes comme l'éolien et le PV nécessite d'expérimenter diverses technologies de stockage. Deux projets sont déjà en cours à La Réunion : PEGASE, sur la batterie sodium soufre de Saint André, et Enerstock, un projet de STEP hydraulique (Station de Transfert d'Energie par Pompage) couplé à une batterie lithium ion.

- Smart grids

Le projet MILLENER, cofinancé par le Conseil Régional et l'Etat à travers les investissements d'avenir, permettra d'expérimenter le pilotage de la charge et de batteries décentralisées couplées à du photovoltaïque chez les clients.

2.2.3 Développement du réseau électrique

La croissance de la consommation et le développement de nouveaux moyens de production impliquent le développement et le renforcement des réseaux électriques. Par exemple, le raccordement de la centrale EDF PEI Port Est, a nécessité l'adaptation du réseau d'évacuation dans la zone du Port et sur l'axe Saint Denis – Le Port.

Or les délais de réalisation des lignes 63 kV peuvent être 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 ainsi nécessaire de prévoir un délai d'au moins 5 ans pour l'instruction du raccordement des producteurs (délais 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.

L'arrivée massive d'EnR intermittentes sur le réseau moyenne tension nécessite des adaptations de ces réseaux comme 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) qui devra être élaboré courant 2012.

Par ailleurs, de part le relief de l'île, le réseau électrique réunionnais est constitué de trois zones électriques différenciées : le Nord et l'Est, l'Ouest et le Sud. Elles sont séparées par trois barrières naturelles ; le massif de la Grande Chaloupe entre l'Ouest et le Nord, le cirque de CILAOS entre l'ouest et le Sud et enfin le col de Bellevue entre le Sud et le Nord. Cette structuration a tendance à fragiliser le système électrique avec les évolutions différentes de la consommation et de la production.

Ainsi, la construction de la centrale EDF PEI a nécessité le renforcement du réseau 63 kV entre les zones Ouest et Nord, avec la construction en 2011 d'une liaison sous-marine (contournement de la Grande Chaloupe). De même, l'accroissement important de la consommation dans le Sud, rend indispensable le renforcement électrique entre l'Ouest et le Sud.

Enfin, respecter l'équilibre entre zones d'implantation des moyens de production et zones de consommation permet d'optimiser la structure du réseau 63kV en limitant certains renforcements. Toujours dans le Sud, il apparaît nécessaire de renforcer à l'avenir les moyens de production dans le sud de l'île, notamment les moyens de pointe/secours, pour éviter des besoins de création de

nouvelles lignes 63kV entre le nord et le sud de l'île par le col de Bellevue et dans le Parc Naturel National dont la faisabilité est incertaine.

2.3 Le scénario Grenelle

Avec une part d'énergies renouvelables dans la production d'électricité de l'ordre d'un tiers, La Réunion possède déjà un mix diversifié et riche en variété : hydraulique, biomasse, biogaz, éolien et photovoltaïque. Les énergies intermittentes sont proches de l'atteinte de leur taux maximal de pénétration (seuil de 30 % en puissance injectée), sans pour autant peser notablement dans le bilan énergétique (moins 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 légèrement baissé entre le début des années 2000 et aujourd'hui, il reste à un niveau élevé ; il a ainsi « gommé » le développement récent du photovoltaïque, qui a tout juste permis de stabiliser la part de la production d'électricité issue des ENR ;
- 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).

Or La Réunion a la chance d'avoir un potentiel important d'énergies renouvelables garanties. A partir du scénario de MDE renforcée pour la croissance de la consommation (3.298 GWh en 2020), la poursuite du développement des ENR, souhaité par le Conseil Régional et le gouvernement, peut se concrétiser dans les domaines suivants :

- **L'hydraulique** avec stockage comme celle au fil de l'eau est déjà présente mais peut poursuivre son développement, plusieurs rivières présentant un potentiel intéressant ; avec 740 GWh en hydraulité moyenne en 2020 (22 % du mix énergétique), l'hydraulique maintiendra sa première place des énergies renouvelables dans l'île.
- **Biomasse** : l'amélioration des variétés de cannes à sucre et de leur mode de culture peut permettre d'augmenter la part d'électricité issue de la **bagasse** ; par ailleurs, la **canne combustible** porte une perspective prometteuse, en substitution du charbon dans les centrales bagasse charbon actuelles, ou à travers de nouvelles unités industrielles à partir de 2015 ; complété par le **biogaz de décharge**, le **biogaz de méthanisation** dans les exploitations agricoles, et par **l'incinération d'ordures ménagères** , la filière biomasse produira de l'ordre de 520 GWh par an en 2020 (16 % du mix énergétique).
- **Géothermie** : si le site de la plaine des sables n'est pas réalisable compte tenu des contraintes environnementales (parc naturel national), un autre site existe à Salazie pour un potentiel évalué autour de 160 GWh par an (5 % du mix énergétique).

Complété par l'éolien et le PV, ces sources d'énergies pourraient ainsi permettre de dépasser l'objectif de 50 % d'énergie renouvelable en 2020 :

- Le potentiel **éolien** de La Réunion présente encore des opportunités ; par ailleurs, les sites les plus anciens seront progressivement rééquipés avec des machines plus puissantes ; dans les années à venir, de nouvelles technologies d'éoliennes à vitesse variable feront leur apparition, et l'appel d'offres éolien en cours permettra d'expérimenter différentes solutions de stockage pour faire face à l'intermittence ; un objectif de 100 GWh en 2020 (3 % du mix énergétique) apparaît atteignable.

- Le **photovoltaïque**, encore très cher, voit baisser ses coûts 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 PV avec stockage doit apporter, à ce titre, des enseignements intéressants ; un objectif de 200 GWh en 2020 (6 % du mix énergétique) apparaît atteignable.

Sur la base du scénario de croissance de la consommation de MDE renforcée, sans tenir compte d'éléments économiques, c'est ainsi 52 % de la production de l'île qui pourrait être de source renouvelable en 2020 (actuellement un tiers).

Et d'ores et déjà, d'autres projets existent, notamment les **énergies marines** comme celles issues de la houle et l'énergie thermique des mers, qui devraient permettre de poursuivre l'objectif d'autonomie énergétique à plus long terme.