

2.3 Production d'énergie

La Guadeloupe dispose de deux productions énergétiques :

- la production d'électricité à partir d'énergies fossiles importées et d'énergies renouvelables
- la production d'énergie thermique par la valorisation de la biomasse et l'utilisation des technologies solaires thermiques

2.3.1 La production d'électricité en Guadeloupe

2.3.1.1 Bilan global de la production d'électricité en 2006 et évolution

Bilan de la production d'électricité en 2006

En 2006, la production d'électricité pour la Guadeloupe interconnectée a été de 1,5 TWh. La Guadeloupe interconnectée comprend Basse Terre, Grande Terre, Marie Galante, les Saintes et la Désirade.

La production d'électricité est assurée à près de 86,4 % par des énergies fossiles, notamment du fioul lourd et du charbon. Les énergies renouvelables représentent 13,6% de la production d'électricité en Guadeloupe en 2006.

Tableau 16. Production d'électricité en 2006

	Puissance installée en 2006 en MW	Production 2006 en GWh	% de la production totale
Thermique	345,4	1323	86,4%
Renouvelable	106	208	13,6%
<i>Eolien</i>	21	35	2,3%
<i>Photovoltaïque raccordé</i>	2	3	0,2%
<i>Géothermie</i>	15	78	5,1%
<i>Bagasse</i>	59,5	74	4,8%
<i>Hydroélectricité</i>	8,7	19	1,3%
TOTAL	406,4¹²	1531	100,0%

Source : EDF

La géothermie représente 5,1% de la production d'électricité guadeloupéenne du fait d'une forte disponibilité (5 200 h). La bagasse représente 4,8% de la production, mais la disponibilité de la bagasse est faible (1244 h) car l'utilisation de la ressource n'a lieu que durant la campagne sucrière.

La géothermie et l'utilisation de bagasse sont deux sources renouvelables non aléatoires, qu'il est possible d'utiliser pour des besoins en base, contrairement aux énergies aléatoires, comme le photovoltaïque, l'éolien ou l'hydroélectricité.

¹² Le total de la puissance installée en 2006 n'est pas égal au total de la puissance thermique + la puissance renouvelable car la puissance installée à la CTM est compté deux fois : une fois pour la puissance thermique charbon et une fois pour la puissance bagasse.

Le photovoltaïque représente une part très faible de la production d'électricité en 2006, avec 0,2%. Avec 2 MW raccordé au réseau en 2006, il existe une réelle marge de progression pour la production photovoltaïque.

Comparaison avec les autres DOM

La comparaison de la production d'électricité en Guadeloupe avec les autres DOM amène à plusieurs remarques :

- La Guadeloupe possède une part forte de combustible fossile pour la production d'électricité en comparaison à la Guyane et le Réunion
- La Guadeloupe possède la plus grande diversité d'énergie renouvelable

Tableau 17. Mix énergétique pour la production d'électricité dans les DOM

	Guadeloupe	Martinique	Guyane	Réunion
Thermique	86%	98%		
bagasse	5%	0%		
hydraulique	1%	0%		
Eolien et PV	3%	0%		
Incinération	0%	2%		
Géothermique	5%	0%		

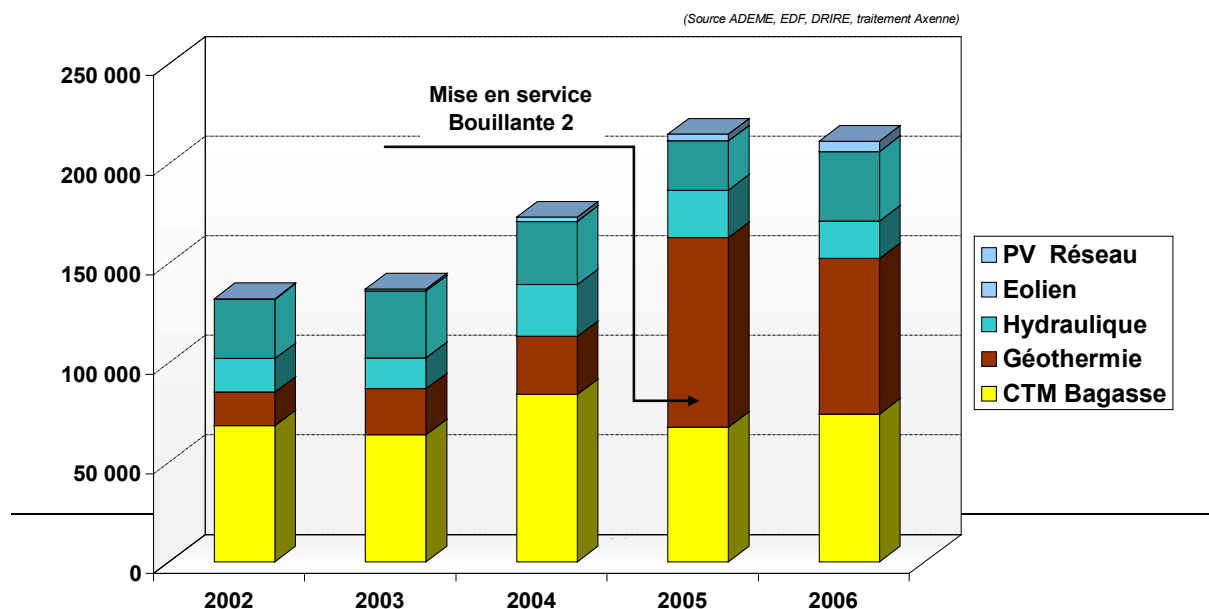
Source : EXPLICIT, sur les bases des diagnostics énergétiques de l'Agence Régionale de l'Energie Réunion, la Région Guyane, de l'ADEME Martinique.

Evolution de la production d'électricité

La production d'électricité est passée de 1,3 TWh en 2002 à 1,5 TWh en 2006. La part des énergies renouvelables est passée de 10% en 2002, à 13,5% en 2006, avec une production d'origine renouvelable plus élevée en 2005 (14,3%) du fait d'une forte hydraulité et de la mise en marche de bouillante 2.

La mise en service de bouillante 2 est l'élément essentiel du développement des énergies renouvelables dans la production d'électricité depuis 2002. La production d'électricité photovoltaïque a augmenté sur la période 2002 – 2006 mais reste marginale.

Production électrique à partir d'EnR 2002-2006 (MWh)



2.3.1.2 Production d'origine thermique

La production d'électricité d'origine thermique représente 86,4% de la production de l'année 2006.

Moyens de base

- Centrale du Moule

La centrale thermique de la Compagnie Thermique du Moule (CTM), mise en service en septembre 1998, est composée de deux tranches (2 fois 32 MW en puissance installée brute, 59,5 MW en Puissance Continue Nette), fonctionnant toute l'année, au charbon et mixte bagasse/charbon pendant la période sucrière. L'énergie fournie par la Bagasse intervient à hauteur de 18% de l'énergie produite par la centrale. Pendant la saison sucrière, la puissance continue nette diminue à 46 MW du fait des besoins en vapeur.

- Centrale EDF de Jarry Nord

La centrale est composée de 8 moteurs diesel semi-rapides (SEMT Pielstick) de puissance unitaire continue nette d'environ 20 MW. Ces groupes fonctionnent en base et semi-base.

- Centrale à cycle combiné de Jarry

La compagnie Energie Antilles exploite cette centrale, mise en service en avril 2000, et constituée de trois moteurs diesel semi-rapides de 5 MW utilisés en base.

Moyens de pointe et de secours

Le parc compte 4 Turbines à Combustion (TAC) installées sur le site de Jarry Sud, pour un total de 100 MW. La TAC 1 a été déclassée en 2007. La TAC 5, la plus récente, a été mise en service en 2005, et bénéficie d'un système de dénitrification.

Les Iles du Sud (Marie-Galante, Les Saintes, La Désirade) sont alimentées par câble sous-marin depuis le réseau interconnecté de la Guadeloupe. Elles disposent toutefois de petites centrales diesels de secours (11,6 MW à Marie Galante, 3 MW aux Saintes, 1,4 MW à La Désirade) qui ne produisent qu'à l'occasion des quelques essais périodiques, ou en soutien réseau en cas de défaillance de production sur la Guadeloupe continentale.

Au total, 17 MW de groupes sont donc mobilisables sur l'ensemble de l'archipel.

Tableau 18. Moyen de production thermique de la Guadeloupe interconnectée

Exploitant	Site	Technologie	N° du groupe	Date de mise service	Puissance nette en MW
EDF	Jarry Nord	Diesel Semi-Rapide	1	1982	20,1
			2	1983	20,1
			3	1984	20,1
			4	1985	20,1
			5	1987	20,1
			6	1989	20,1
			7	1994	20,1
			8	1995	20,1
SIDECE	Le moule	Chaudière	1	1998	30
			2	1998	29
Energie Antilles	Jarry	Diesel Semi-Rapide	1	2000	5
			2	2000	5
			3	2000	5
TOTAL EN BASE					235
EDF	Jarry Sud	Turbines à combustion	TAC 2	1981	20
			TAC 3	1981	20
			TAC 4	1989	20
			TAC 5 (dénitrifiée)	2005	40
	Iles du Sud	Groupe électrogènes	-	-	17
TOTAL EN POINTE					117
TOTAL					352

Source :
EDF

2.3.1.3 Production électrique d'origine éolienne

Parcs installés

La puissance installée éolienne était de **21 MW en 2006** avec douze parcs installés et une contribution dans la production d'électricité de 2,3 %. Au total, ce sont 156 éoliennes anti-cycloniques de type Vergnet, de 60 kW (une de 20 kW au Moule) à 275 kW qui sont installées sur l'île.



Source : AXENNE, sur la base des données transmises par les différents acteurs éoliens

Le tableau suivant présente les parcs installés en 2006 et en instruction et construction au moment de l'étude (2007).

Tableau 19. Parcs éoliens installés dans l'archipel de la Guadeloupe

	Site	Date de mise en service	Puissance installée en MW	Qté	Puissance unitaire en kW	
PARCS EXISTANTS	Désirade/souffleur	1996	0,2	10	20	
	Désirade/Plateau de la Montagne	2000	2,4	41	60	
	Marie-Galante/Morne Constant	2000	1,5	25	60	
	Marie-Galante/Petite Place	1997	1,4	23	60	
	Petit-Canal 1	1998	2,4	40	60	
	Petit-Canal 2	2002	3,3	15	220	
	Petit-Canal 3	2003	1,5	7	220	
	Fonds Caraïbes	2003	3,7	17	220	
	Fonds Caraïbes	2003	0,8	3	275	
	Petit-François	2002	2,2	10	220	
	Les Saintes/Terre de Bas	2006	1,9	7	275	
	Le moule			0,02	1	20
	TOTAL existants			21	12	
CONSTRUCTION	La Mahaudière	2007	3	11	275	
EN INSTRUCTION	Fond Rose		4,4	16	275	
TOTAL			28,9	210		

Figure 1 : Parcs éoliens installés dans l'archipel de la Guadeloupe, source Vergnet 2007

Les acteurs de l'éolien en Guadeloupe

- **Aérowatt** : Aérowatt est une société de 18 salariés, exploite 50 à 60% de la puissance installée éolienne en Guadeloupe. La société développe et optimise également des parcs éoliens, principalement sur Nord Grande Terre.
- **Vergnet**, constructeur d'éoliennes anti-cycloniques est implanté également sur l'île. Ce constructeur a en projet une éolienne de 1 MW qui devrait être opérationnelle en 2009.
- **Française des Alizés**, société spécialisée dans la production d'énergie d'origine éolienne travaille avec des machines de moyenne puissance, (600 à 900 kW), dont le mât est rabattable. La société développe des parcs éoliens principalement sur la commune de Sainte Rose et d'Anse Bertrand, soit une puissance en développement de 15 MW d'ici 2009.

Projets éoliens en cours (fin 2007)

	Développement à court terme	Développement à long terme
EDF Energies nouvelles	Parc de 12 MW (Machines de 1 MW) sur le site de Sainte Rose	
Aérowatt	Projet en instruction de 4,4 MW vers Fond Rose	Installation de 60 MW d'ici 2015
Française des Alizés	15 MW d'ici 2009	

Gisements d'énergie éolienne

Le gisement éolien est mal connu. La réalisation d'un schéma éolien, basé notamment sur un atlas permettrait d'identifier précisément le potentiel. Néanmoins, l'ensemble des professionnels s'accorde à considérer que le gisement se situe principalement au nord de Grande Terre. Certains développeurs envisagent un développement sur Basse Terre, mais la topographie et la présence du Parc Naturel National sont deux facteurs contraignants.

Au total, en additionnant les potentiels affichés par l'ensemble des développeurs présents en Guadeloupe, un potentiel de **7 à 8 MW par an d'ici 2020 semble réaliste**.

Par ailleurs, la PPI 2006 (Programmation Pluriannuel des Investissements), prévoit une puissance installée de 60 MW en 2015. Au regard des différents projets des développeurs, cet objectif pourrait être largement atteint si les contraintes administratives sont levées rapidement.

Intérêt de la filière éolienne

Les évolutions technologiques, l'augmentation de la puissance unitaire des éoliennes anti-cycloniques, l'amélioration de la qualité du courant injecté au réseau et l'amélioration des prévisions météorologiques sont autant de facteurs qui faciliteront le développement de la filière dans les années à venir.

L'éolien permet également de contribuer au développement économique des communes concernées par un parc par le biais de la taxe professionnelle, de la location des terrains, de la création d'emplois locaux.

Les tarifs d'achat sont attractifs et les développeurs ont une volonté forte de développer l'éolien sur l'île.

Freins au développement

Les contraintes limitant le développement de l'éolien sont nombreuses, au point que peu de projets sont en cours. Les développeurs sont attentistes, conscients que la relance de la filière ne se fera que par l'implantation de machines de plus forte puissance.

- **L'acceptation sociale et le manque de concertation entre développeurs et administration** : Le principal frein à l'heure actuelle sont l'acceptation sociale de l'éolien et le manque de concertation entre les développeurs et l'administration. Ainsi, les procédures administratives inhérentes à la réalisation d'un projet éolien étant particulièrement complexes et longues (dépôt du permis de construire, impact paysager, procédure de raccordement, enquête public...), l'absence de toute instance de dialogue entre l'ensemble des partenaires freine considérablement les développeurs qui craignent d'essuyer un refus 'en bout de course'. Ainsi l'absence de schéma, voire de charte de développement éolien sont clairement des freins

au développement de la filière. Or, une condition nécessaire à un développement harmonieux de l'éolien est la concertation. La difficulté réside dans la recherche de solutions qui tiennent compte des problématiques de chacune des parties prenantes : associations environnementalistes, EDF, communes, riverains, décideurs politiques

- **Un réseau électrique limité en Nord Grande Terre** : L'implantation d'éoliennes sur Nord Grande Terre est confrontée aux limitations du réseau électrique. Pour qu'elle soit acceptable par les développeurs, la charge financière liée au renforcement du réseau doit être mutualisée. Des démarches avaient été engagées mais les développeurs n'ont pu s'entendre en raison notamment des incertitudes relatives au développement de leur projet. A ce niveau également, une meilleure visibilité des développeurs leur permettrait de se positionner et d'engager, le cas échéant, les frais nécessaires au développement de leurs projets.
- **Le caractère aléatoire de la production éolienne** : le caractère aléatoire de la production éolienne conduit le gestionnaire du système électrique à disposer d'une réserve primaire équivalente à la puissance éolienne raccordée. En d'autres termes, EDF doit être en capacité de faire face à une défaillance des parcs éoliens. Pour cette raison, et sur la base de l'expérience internationale, EDF limite à 30 % la puissance délivrée sur le réseau par des énergies à production aléatoire (éolien, photovoltaïque et hydraulique). Cette contrainte est à l'heure actuelle peu prégnante dans la mesure la puissance raccordée au réseau est encore limitée. Elle pourrait le devenir avec le développement rapide du photovoltaïque.

2.3.1.4 La production d'électricité d'origine hydraulique

Centrales existantes

Actuellement, la Guadeloupe compte 13 centrales hydroélectriques de 60 à 4 500 kW. La production d'électricité était de 18,8 GWh pour 2006, soit un nombre équivalent d'heure de fonctionnement de 2184 heures et une contribution dans la production d'électricité de 1,2 %. Suivant le régime hydrologique, le nombre d'heures équivalent de fonctionnement peut atteindre 3500 heures et la contribution dans la production d'électricité peut atteindre les 2%.



Source : AXENNE, sur la base des différents acteurs de l'hydroélectricité

En 2006, 12 centrales produisent environ 19 GWh pour une puissance installée d'un peu moins de 10 MW.

Tableau 20. Sites de production hydroélectriques en Guadeloupe en 2006

Site	Date de mise en service	Puissance installée (MW)
Carbet	1993	3,5
Bananier Amont		1,2
Bananier Aval		1,8
Partiteur 1&2	1995	0,5
Gaschet	2002	0,2
Letaye	2002	0,2
Bellevue	2002	0,1
Clairefontaine	2002	0,2
Canal Saint-Louis	1995	0,5
Saint-Sauveur	2003	0,07
Schoelcher	2004	0,07
Le Bouchu	2004	0,2
TOTAL		9 MW
PRODUCTION (GWh)		19 GWh
Nombre d'heures de fonctionnement		2 225 h

Source : FHA, EDF, EDF Energie nouvelle

Acteurs concernés

Les acteurs présents sont EDF, EDF énergies nouvelles et Force Hydraulique Antillaise (FHA). Les trois acteurs exploitent et développent des centrales

- **EDF** exploite une centrale de 3,5 MW à Capesterre.
- **EDF énergies nouvelles** exploite 1 centrale de 3,5 MW à Capesterre, 2 de 250 kW à Baillif et 1 de 180 kW à Gourbeyre.
- **Force hydraulique antillaise** exploite 8 centrales pour une puissance totale de 1,2 MW.

Gisement et projets en cours

Le gisement hydraulique est principalement situé en Basse Terre. Le parc naturel national occupant la majeure partie de la Basse Terre, seules les centrales situées sur le pourtour de l'île sont envisageables. Une centrale est en cours d'étude sur le Parc National, il s'agit de la seule centrale qui pourrait « déroger » à la règle. Les aménagements nécessaires (prise d'eau, route, conduite, etc...) sont déjà existants pour l'irrigation car il s'agit d'une zone agricole.

Le gisement est relativement bien connu. La présence du Parc National et des difficultés d'accessibilité des zones limitent ce gisement.

Les acteurs de la filière ont en projet environ 10 MW (6 projets), dont un projet de 4,5 MW sur le Parc National. Les impacts environnementaux semblent très faibles (l'ensemble des gros ouvrages sont déjà existants) et un avis négatif du parc aurait un très fort impact car le potentiel de développement hydroélectrique de l'île serait divisé par 2.

Intérêt de la filière

Dans une approche par analyse du cycle de vie, les émissions causées par l'hydroélectricité sont les plus faibles avec 4 g de CO₂ émis par kWh.

Modes de production	Hydraulique (hors STEP)	Nucléaire	Eolien	photovoltaïque	cycle combiné à gaz	Fioul	charbon
Emissions totales de CO ₂ par kWh	4 g	6,2 g	3 à 22 g	60 à 150 g	430 g	985 g	1031 g

Par ailleurs, des projets à l'étude par EDF pourraient être des projets d'hydroélectricité où le fonctionnement se ferait en éclusé (à la demande du gestionnaire du réseau). Cette ressource est particulièrement intéressante car elle permet d'éviter des moyens de production de pointe, souvent très émetteurs de CO₂.

Enfin, un intérêt de la filière pour la Guadeloupe est la localisation des projets par rapport aux zones de consommation (Basse Terre, Capesterre). L'hydroélectricité peut jouer un rôle de soutien de la tension du réseau dans ces zones où la demande est de plus en plus forte.

Freins au développement de la filière

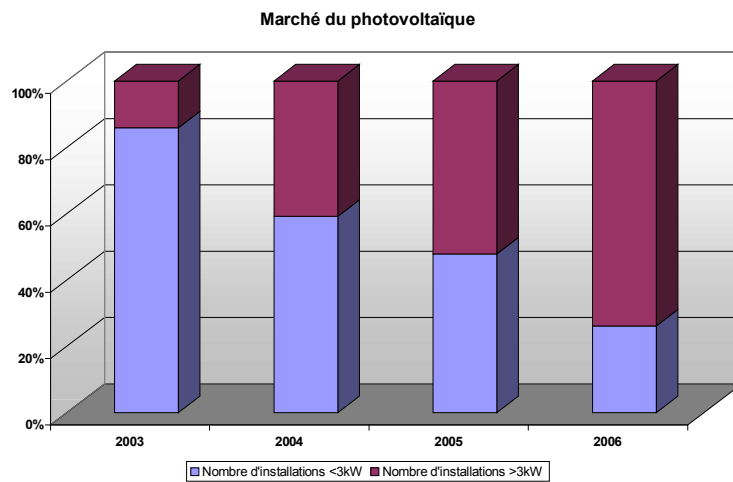
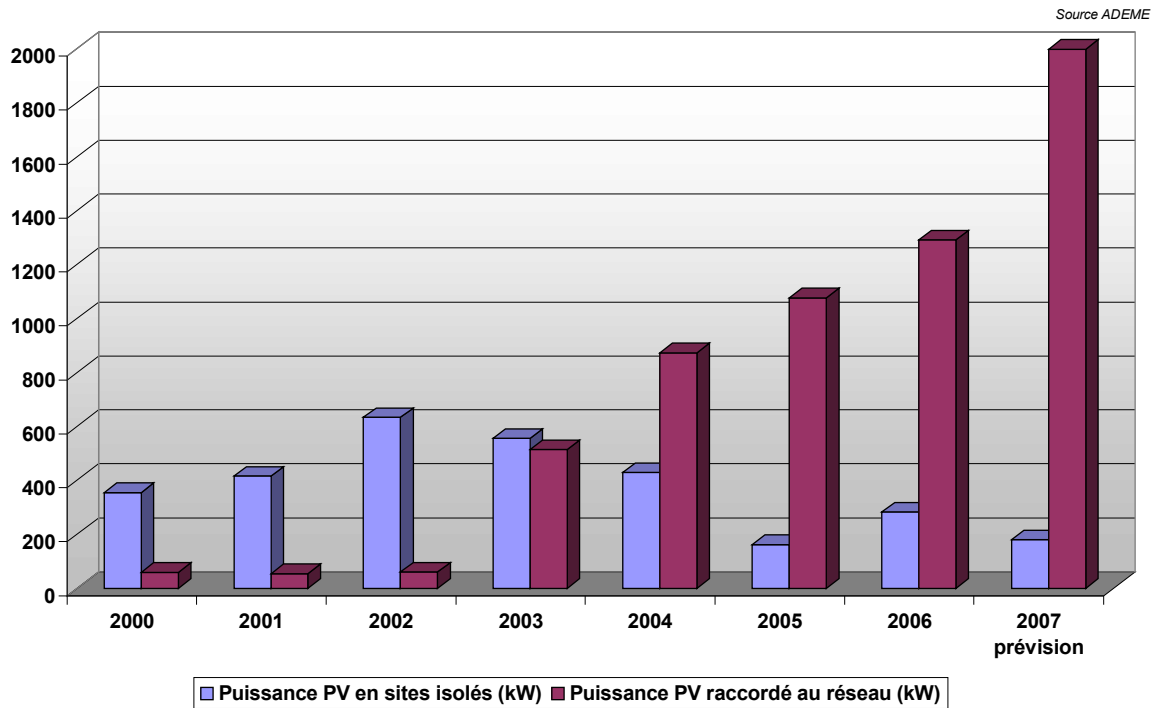
- **Une puissance non garantie** : L'hydroélectricité en Guadeloupe concerne principalement des installations au fil de l'eau. Il ne s'agit en aucun de puissance garantie pour EDF.
- **Une filière dépendante du contexte réglementaire local** : La filière hydroélectricité est très dépendante du contexte réglementaire local avec notamment la présence du Parc National. En effet, beaucoup de projet potentiel se trouve sur le Parc, mais ne sont pas exploitables, en raison de la contrainte du Parc d'une part, mais aussi pour des raisons économiques liées aux coûts de raccordements, d'ouverture de piste, de défrichage, etc.
- **Des procédures pour le droit d'eau longues** : Les procédures de demande de droit d'eau et de raccordement sont en générales très longues. Il est extrêmement difficile d'obtenir de nouveaux droits d'eau de la DDAF, le plus aisé consiste donc à raccorder des centrales sur des conduites d'irrigation ou d'eau potables existantes. Sur les projets en cours, 2 concernent des aménagements sur conduite d'eau potable.
- **Une filière dépendante des aides publiques** : En 2002 et 2003, 4 opérations ont pu voir le jour avec environ 40 % d'aides de la Région et du FEDER

2.3.1.5 La production électrique d'origine photovoltaïque (raccordé au réseau)

Marché guadeloupéen du photovoltaïque

La puissance photovoltaïque installée en raccordé réseau en Guadeloupe selon l'ADEME est de 5 MWc environ fin 2006 avec plus de 400 installations. Les sites isolés représentent plus de 4 000 installations au total avec un peu moins de 3 MWc installé.

Marché du photovoltaïque (en kWc installé par an)



Le marché du site isolé est en nette diminution depuis 2002 alors que celui du raccordé réseau connaît un fort développement depuis 2002 sous l'impulsion des avantages fiscaux (crédit d'impôt, défiscalisation) et des nouveaux tarifs de rachat (0,4 € / kWh avec une majoration de 0,15 € / kWh dans le cas d'une installation intégrée au bâti).

Concernant le marché du raccordé réseau, 3 marchés co-existent : le particulier, l'habitat collectif et le tertiaire et les centrales au sol). Les installations de plus de 3kWc (installations pour le tertiaire, l'habitat collectif, ou centrales sol) sont de plus en plus importantes au détriment de celles de moins de

3 kWc (installations pour des particuliers). Les installateurs privilégient aujourd'hui les grandes installations pour des raisons de rentabilité.

Des potentiels d'installation en raccordé réseau de 5 MWc / an ont été avancés par certains acteurs, ce qui correspond à une véritable explosion du marché.

Les principaux segments de ce marché sont :

- **La location de toiture à destination des entreprises** : les sociétés de défiscalisation louent les toitures à l'entreprise qui défiscalise. L'entreprise récupère l'installation au terme du contrat (aux environs de 10 ans). L'intérêt est de pouvoir faire bénéficier les entreprises (ou les collectivités locales) de la défiscalisation. Ce marché se développe aujourd'hui fortement.
- **L'investissement direct par les entreprises** : marché plus réduit car cela nécessite de fortes capacités de financement des entreprises (et au préalable de réaliser des bénéfices afin de bénéficier de la défiscalisation). Ce marché est moins porteur mais n'est pas négligé des installateurs.
- **Les particuliers, avec des installations de 1 à 2 kW**. Aujourd'hui se marché se développe avec de la sécurisation, qui fait l'objet d'une grosse demande.
- **Les centrales de grande puissance** (au-delà de 80 kW) avec gros potentiel également, notamment pour ce qui concerne les centrales au sol.

Les principaux installateurs présents sur l'île sont : Apex BP Solar ; Tenesol, et depuis 2 ans Solar Electric.

Les principaux projets pour 2006 concernant les bailleurs sociaux ont été l'installation de 150 kWc sur les résidences Anacoana à Point à Pitre (SA HLM SIKOA).

Chiffres clés

Puissance moyenne d'une installation raccordée réseau : 9,5 kWc

Puissance moyenne d'une installation en site isolé : 1,3 kWc

Durée moyenne de fonctionnement à P installée : 1 350 heures (à titre de comparaison : 900 heures dans le nord de la France, 1 200 heures dans le sud).

Coût d'une installation raccordé réseau : environ 7 €/Wc

Coût d'une installation en site isolé : environ 18 à 20 €/Wc

Temps de retour pour un particulier bénéficiant du crédit d'impôt : 8 à 10 ans (13 ans pour un système sécurisé)

Temps de retour pour une entreprise (avec défiscalisation et aides région) : 7 ans (10 ans sans aides)

Aides à l'investissement

Les aides régionales et nationales à l'investissement sont de différentes sortes dès lors qu'il s'agit d'un site isolé ou raccordé au réseau :

- **Pour les sites isolés** : Les aides sont versées au bénéficiaire par l'ADEME et la Région (via le FEDER) à raison de 4 €/Wc installé. L'aide est plafonnée pour les particuliers à 1 800 Wc. Pour le tertiaire, les projets sont étudiés au cas par cas. Depuis 2006, EDF se retire des subventions des installations en sites isolés.

- **Pour les installations raccordées au réseau** : L'Ademe ne subventionne plus les installations classiques mais peut subventionner des opérations exemplaires. Elle devrait lancer des appels à projet qui devrait voir le jour courant 2008. La Région et le FEDER octroient une aide totale de 1 €/Wc.

Deux autres aides financières peuvent être accordées :

- **Le crédit d'impôt** de 50% à destination des particuliers pour les installations concernant leur résidence principale. (Plafonné à 8 k€ pour une personne seule, 16 k€ pour un couple + 400 € pour le 1er enfant, 500 € le 2ème, 600 € le 3ème).
- **La défiscalisation** (loi Girardin) : pour les éligibles le taux applicable est d'environ 60% plafonné à 4,2 €/Wc installé, soit l'équivalent d'une aide de 2,5 € / Wc.

Cibles et potentiels

Certains solaristes annoncent des puissances installées par an de l'ordre de 5 MWc ce qui annonce une volonté forte d'investir dans la filière.

Les toits des patrimoines des collectivités, des logements collectifs, des entreprises et de l'habitat privé constituent les principales cibles de la filière. Des projets valorisant des surfaces au sol non exploitable (pas d'usage foncier, pas d'usage agricole...) sont en cours d'études par certains porteurs de projet.

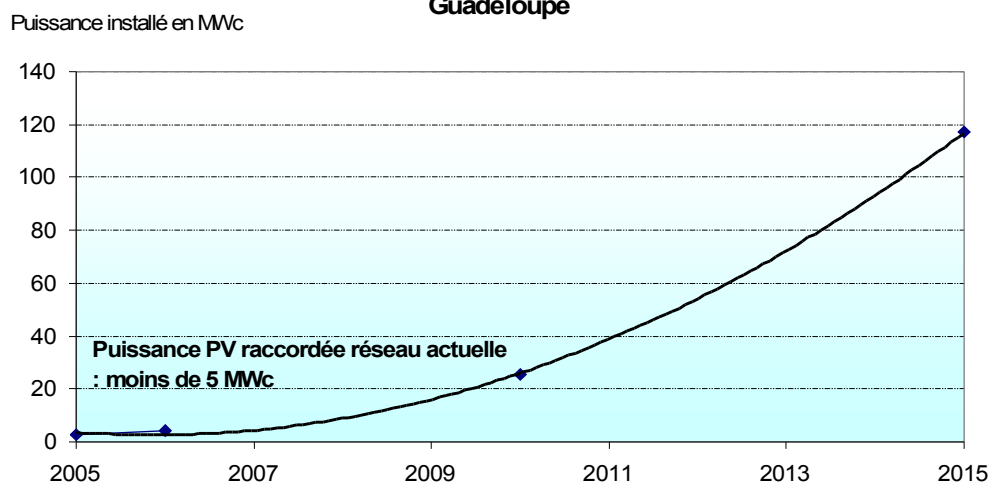
La DDE prévoit la construction d'environ 25 000 logements d'ici 2015, dont 50% de logements sociaux. Il s'agit d'autant d'installations qu'il est possible de réaliser. (Exemple : 1kWc par logement, soit 10 m² par logement, 10% des logements équipés d'ici 2015, soit 2500 installations de 1 kWc, soit 25 MWc au total).

Des projets importants de centrales au sol de plusieurs MW sont annoncés. Dans un contexte de rareté du foncier, il conviendra d'être particulièrement vigilant sur les possibilités d'implantation de telles installations.

Potentiels présentés dans la PPI

La PPI, programmation pluriannuelle des investissements, de 2006 annonce un potentiel de 390 MWc installés dans les DOM en 2015, dont 30 % sur le territoire guadeloupéen. Ce qui se traduit par 120 MWc de puissance installée en 2015 en Guadeloupe, soit 1/3 de la puissance totale installée pour une contribution de 7 % dans la production électrique de 2015. (scénario tendanciel d'EDF pour 2015 : 2100 GWh)

**Scénario PPI 2006 filière Photovoltaïque raccordé réseau
Guadeloupe**



Intérêts de la filière

Les atouts de la filière photovoltaïque sont nombreux :

- Le coût du kWh produit par les installations photovoltaïque est important mais la filière est très favorisée (défiscalisation, crédit d'impôt, tarif d'achat, aides locales) et la technologie est aboutie et simple à mettre en œuvre. Ces éléments en font une filière attractive pour les porteurs de projets et assurent son développement.
- Un ensoleillement important (équivalent 1 300 à 1 400 heures d'ensoleillement à 1 000 W/m²).
- L'énergie photovoltaïque en Guadeloupe, contrairement à la métropole, permet de contribuer à la pointe du matin. EDF considère pour le moment que 10 % de la puissance installée est garantie en journée.
- Le développement du solaire photovoltaïque contribue à la création d'emplois locaux.
- Une centrale photovoltaïque en bout de ligne peut contribuer à diminuer les chutes de tension du réseau.
- Dans le cas d'installations photovoltaïques en toiture, les pertes en lignes sont minimales dans la mesure où la production est située dans les zones de demande.
 - o Le développement du photovoltaïque en Guadeloupe répond à des enjeux stratégiques forts :
 - o Développement économique et créations d'emplois,
 - o Indépendance énergétique dans un contexte mondial toujours plus incertain vis-à-vis des énergies fossiles,
 - o Engagements nationaux et européens en terme de production ENR et d'émission de gaz à effet de serre.
 - o Positionnement de la Guadeloupe comme une vitrine de l'industrie française du photovoltaïque.

Freins/contraintes

Malgré des atouts indéniables, la filière photovoltaïque connaît certains inconvénients qui limiteront son développement :

- Une faible production rapportée à la surface consommée.
- L'incapacité du photovoltaïque à satisfaire la pointe du soir, sauf à développer des systèmes de stockage.
- Une fiscalité complexe qui tend à limiter l'impact positif de la défiscalisation, notamment en ce qui concerne l'octroi de mer et la taxe professionnelle.
- La nécessité d'aides publiques très fortes pour assurer le développement du photovoltaïque. Le PVRP est en effet actuellement la filière de production d'électricité d'origine renouvelable la plus soutenue : à titre d'exemple, le tarif d'achat dans les DOM est de 40 c€/kWh contre 11 c€/kWh pour l'éolien et 8 c€/kWh pour l'hydraulique.
- Dans le cadre d'un développement fort des centrales au sol, les problématiques propres à l'implantation d'activités industrielles se poseront (intégration paysagère, conflits d'usage

des terres, etc.). La Région se doit d'anticiper cette problématique, non pas pour freiner le développement de ces centrales mais au contraire pour accompagner les porteurs de projet et s'assurer de la parfaite intégration de ces centrales au sol dans l'environnement guadeloupéen.

Bilan environnemental

Une fois le module sorti d'usine :

- un module photovoltaïque aura produit autant d'énergie qu'il en a fallu pour sa conception au bout de 1,5 ans de production (pour une installation du module en Guadeloupe),
- la durée de vie d'un module photovoltaïque est de trente ans, et il est courant de voir les fabricants garantir la production pour 20 ou 25 ans (avec une baisse de seulement 10 à 20 % de la puissance),
- lors de son fonctionnement le module n'émet aucune nuisance (sonore, visuelle, etc.).

Les installations solaires photovoltaïques permettent la substitution des énergies habituellement utilisées pour la production d'électricité¹³, fossiles ou nucléaire, qui, en plus d'être fortement polluantes en terme de rejets atmosphériques, présentent des ressources limitées. L'énergie solaire, quant à elle, est non seulement gratuite et inépuisable, mais elle ne génère aucune pollution.

Quantité de CO₂ évitée (kg/an)	
Exemple d'installation individuelle (2,5 kWc)	Exemple d'une installation plus importante (100 kWc)
700	28 000

Rappelons enfin, qu'il est cohérent de faire de la maîtrise de l'énergie dans les bâtiments avant la réalisation d'un générateur photovoltaïque. Les aides aux installations photovoltaïques pourraient être versées sous réserve de réalisations de mesures de réduction des consommations d'énergie, comme pratiqué en Région Rhône-Alpes.

2.3.1.6 Production d'électricité d'origine géothermale

Présentation de la géothermie en Guadeloupe

La géothermie dans la zone de Bouillante est liée à une activité volcanique récente (moins de 1 000 000 d'années). L'eau de mer et l'eau de pluie s'infiltrent en profondeur dans le sol, circulent dans les fractures de la roche et se réchauffent à son contact avant de remonter vers la surface.

Avant la construction par EDF d'une centrale pilote, des recherches géophysiques et quatre forages à différentes profondeurs avaient d'abord confirmé l'existence de températures élevées. Un seul forage, toutefois, profond de 350 m, offrait une température (250°C) et un potentiel de production de vapeur (30 tonnes/heure) intéressants. Sur la base de ce puits unique, EDF fit fonctionner la centrale de Bouillante 1 de 1986 à 1992, avant qu'elle ne soit réhabilitée en 1995 par Géothermie Bouillante (avec le concours de l'ADEME, de la Communauté européenne, de la Région Guadeloupe). Ceci dans un

¹³ Cette substitution n'étant pas toujours directe puisque l'énergie produite n'est pas, le plus souvent, utilisée dans le bâtiment producteur, mais revendue à l'opérateur national.

objectif d'exploitation sur des bases industrielles. Actuellement, les sites de Bouillante 1 et Bouillante 2 contribuent à hauteur d'environ 5 % à la consommation électrique de l'île.

Parallèlement, le BRGM et EDF – les actionnaires de Géothermie Bouillante – lançaient à la fin des années 90 un nouveau programme de recherche en vue d'une exploitation plus large de la ressource. Des travaux géologiques, géochimiques, géophysiques – combinés à la « stimulation » d'un des anciens puits par injection d'eau de mer – allaient permettre de préciser l'origine de la chaleur, de mieux comprendre la circulation des fluides et de localiser l'implantation de nouveaux forages.

La centrale de Bouillante 2, mise en service en 2004, résulte de ces travaux. Ses trois puits ont été forés de janvier à juin 2001, avec le concours financier de la région Guadeloupe, de l'ADEME et d'EDF. Situés entre 1 000 et 1 150 mètres (température de 250°C), ils délivrent la quantité de vapeur requise pour une production de 16 MWe.

D'après les connaissances acquises, et notamment le résultat de tests de traçage géochimiques dans les puits, le réservoir de Bouillante semble être de taille importante. L'exploitation du forage ancien BO-2 et plus récemment de deux autres puits (BO-5 et BO-6) n'a ainsi montré aucun signe de déclin du débit ou de la pression du réservoir.

Chiffres et données clés

Actuellement, il y a 4,5 MW (depuis 1986) sur bouillante 1 et 10,5 MW (depuis 2005) sur bouillante 2.

La contribution de la géothermie apporte une puissance considérée comme garantie pour EDF, c'est-à-dire que le gestionnaire du réseau n'a pas besoin de garder en réserve un moyen de production de puissance équivalente en permanence (contrairement aux autres ressources renouvelables).

La disponibilité de la production est équivalente à environ 5 000 heures par an. Le potentiel est de plus de 7 000 heures en réduisant les arrêts dus aux problèmes techniques.

3 puits sont actuellement exploités sur le site de bouillante d'une profondeur de 350m pour Bouillante 1, et 1000m et 1150m pour Bouillante 2. La température de l'eau extraite est d'environ 250°C.

Coûts de travaux pour Bouillante 2 : 34,2 M€, soit 2 670 € /kW installé.

Projets et potentiels de développement

- **Bouillante 3** : Une possible extension de Bouillante 1 et 2 est avancée à ce jour. Bouillante 3 pourrait atteindre une puissance allant de 10 à 30 MW. Le délai de réalisation n'est pas à ce jour connu. Les contraintes environnementales qui sont aujourd'hui plus fortes obligeront Bouillante 3 à réinjecter l'eau dans le réservoir souterrain plutôt que dans le milieu naturel. Ce qui n'est pas actuellement le cas sur Bouillante 1 et 2.
- **L'interconnexion avec la Dominique** : La Dominique présente à priori un gisement géothermal très prometteur qui doit être confirmé par des forages exploratoires. Elle pourrait ainsi exporter de l'énergie géothermique à ses voisins, dont la Guadeloupe. Aujourd'hui, le gisement de la Dominique est reconnu pour être prometteur mais n'est pas bien caractérisé. Un raccordement sur une future centrale géothermique Dominicaine est en pour parler actuellement.

En dehors de Bouillante, dont les limites ne sont pas encore atteintes et promet un potentiel encore important, le BRGM annonce qu'il n'y a pas d'autres endroits en Guadeloupe où la géothermie haute enthalpie (donc avec production d'électricité) pourrait être exploitée. Une étude en cours par le BRGM devrait paraître en fin d'année concernant le potentiel géothermal basse enthalpie de l'île.

Intérêts de la filière

La géothermie à Bouillante présente quelques points forts :

- **un fort taux de disponibilité** : le taux de disponibilité potentiel de 80 % à 90 % de cette énergie renouvelable est très élevé car elle n'est pas soumise aux aléas climatiques.
- Le **quasi absence de rejets atmosphériques**, le fluide géothermique étant rejeté à la mer après refroidissement.
- Un **coût de production plus faible que les filières classiques** : le kWh d'électricité produit par la filière géothermique est vendu 8 c€ à EDF, alors que le prix de revient du kWh électrique issu des filières classiques (diesel) est de 14 c€.

Freins/contraintes

La contrainte principale réside dans la maîtrise du process de production. Rappelons en effet que depuis 1986, Bouillante 1 n'a pas encore fonctionné de manière fiable et continue.

Différents problèmes techniques se manifestent également pour Bouillante 2. Par exemple, les têtes de puits et les socles béton qui subissent de fortes contraintes (25 bars) semblent déjà assez éprouvés. On note également une régulation difficile liée aux variations de pression, des remontées de silices et les menaces de corrosion liées au sulfure d'hydrogène.

Le gisement géothermique de hautes températures est toutefois important sur l'arc Caraïbe. Le savoir-faire acquis à Bouillante pourrait être valorisé particulièrement dans la zone. Ces perspectives économiques paraissent essentielles pour la Guadeloupe.

Dans la mesure où la technologie est maîtrisée, c'est-à-dire qu'elle permet de garantir une production constante et continue, alors la filière géothermique sur la zone de Bouillante aura toute sa place dans le bouquet énergétique de la Guadeloupe.

2.3.2 La production d'énergie thermique d'origine renouvelable

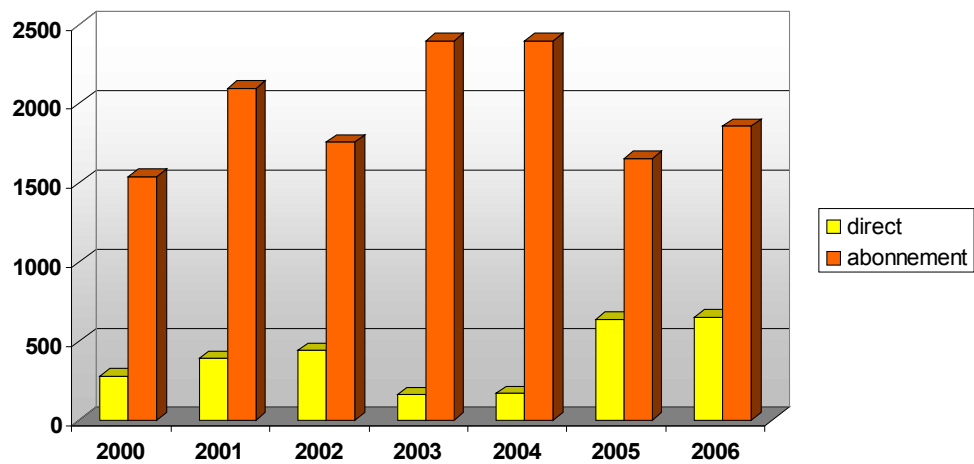
2.3.2.1 Le solaire thermique

Marché guadeloupéen du solaire thermique

Le marché Guadeloupéen du chauffe-eau solaire en 2006 représente environ 2 000 chauffe-eaux solaires par an sur environ 12 000 chauffe-eaux vendus.

Les principaux installateurs sur la Guadeloupe sont Giordano (20 % du marché), BP Solar (23%), le groupe Blandin (38%) et Solarinox (18%). Depuis peu, Solar Electric est également présent sur le marché.

**Marché du solaire thermique en Guadeloupe
(en équivalent 200 litres)**



Les principaux segments de ce marché sont :

- **La vente par abonnement** (60% du marché) : Elle s'adresse davantage au particulier, celui-ci loue à la société éligible à la défiscalisation le chauffe-eau solaire pour un montant de 10 à 15 € par mois et en devient propriétaire au bout de 7 à 10 ans.
- **La vente directe** (40% du marché) : Dans ce cas, c'est le particulier ou l'entreprise pour le tertiaire qui investit et est propriétaire de l'installation.

Depuis 2000, la filière est relativement stable avec 2 000 chauffe-eaux solaires installés par an.

Les prévisions pour 2007 ne prévoient pas une réelle augmentation de chauffe-eaux installés. Certains installateurs semblent délaisser le marché du solaire thermique au profit du solaire photovoltaïque.

Aides à l'investissement:

Pour la vente directe :

- Crédit d'impôt de 50% sur le matériel
- Subvention d'EDF de 170 €
- Pas d'aides FEDER

Pour la vente par abonnement :

- L'installateur perçoit une subvention du FRME d'environ 110 €
- EDF verse une aide à l'installateur de 170 €
- Le particulier a à sa charge un abonnement de 10 à 15 € par mois et devient propriétaire de son installation au bout de 7 à 10 ans

Pour les bailleurs sociaux :

- Les bailleurs sociaux passent une convention directe avec l'ADEME. La subvention est de 20 % environ. (plafonnée à 250 € /m²)
- Les locataires ont à leur charge 6 € /mois pour une installation dans l'habitat neuf et 9 € /mois dans l'habitat ancien.

Chiffres clés

Un chauffe-eau solaire de 200 litres (2 m² de capteurs) permet de produire entre 1 600 kWh/an et 2 000 kWh/an d'énergie. C'est autant d'énergie électrique évitée dans le cas d'un chauffe-eau électrique.

A l'échelle de la Guadeloupe, environ 24 000 à 26 000 chauffe-eaux solaires sont installés, ce qui représente une contribution de l'énergie solaire dans la production d'eau chaude sur l'île d'environ 15% :

- La part de marché du solaire thermique représente 15 à 20 % du marché des chauffe-eaux.
- La part de marché par abonnement est d'environ 60%, soit 1200 installations
- La part de marché par ventes directes est d'environ 40 %, soit environs 800 installations.

Cibles et potentiels

Toutes les habitations sont potentiellement concernées. Le rythme actuel de construction de 5 000 logements par an (selon la DDE) est une opportunité à saisir. La SIG prévoit d'intégrer de l'eau chaude solaire dans toutes ses futures constructions. Le montage financier est au point et la technologie assez bien connue du bailleur.

La consommation relative à la production d'eau chaude sanitaire à partir des combustibles fossiles à la Guadeloupe est d'environ 193 000 MWh / an, ce qui correspond à environ 120 000 chauffe-eaux solaires équivalents 200 litres.

Principaux projets intégrant de l'ECS :

- CHU de Point à Pitre
- Clinique des eaux claires (Baie Mahault)
- Bientôt le centre Hospitalier Gériatrique de Raizet (2012)

Intérêts

Le solaire thermique permet une économie d'énergie et de puissance électrique estimées respectivement à 2000 kWh/an et à 1 kW (substitution d'un chauffe – eau électrique). L'intérêt est d'autant plus grand que la production d'eau chaude sanitaire contribue significativement à la pointe du

soir. Un chauffe eau solaire permet donc d'éviter la consommation de 6 000 kWh de combustibles fossiles et l'émission de 1,4 tonne de CO₂ par an. Il s'agit clairement de l'équipement de substitution énergétique le plus efficace pour réduire la dépendance énergétique de l'archipel, les besoins de développement de la capacité de production et les émissions de gaz à effet de serre. **Ces atouts sont renforcés par le fait que l'installation d'un chauffe-eau solaire ne présente aucun effet pervers dans la mesure où il se substitue en totalité à un chauffe eau électrique. Il n'y a donc pas de risque pour les pouvoirs publics à promouvoir l'eau chaude solaire.**

Par ailleurs, la technique est désormais parfaitement maîtrisée et peut répondre à la quasi-totalité des situations.

Freins/contraintes

La filière solaire thermique semble être arrivée à maturité avec un nombre de chauffe-eau installés de 2000 par an en moyenne. Pour satisfaisant qu'il soit, ce résultat appelle deux remarques :

- ce chiffre doit être rapproché des 12 000 chauffe eau électriques importés sur le territoire guadeloupéen : le potentiel est encore considérable et la part du chauffe eau solaire ne dépasse pas 15 %.
- Le solaire thermique est encore quasiment absent l'habitat collectif, qu'il s'agisse de l'habitat social ou de l'habitat privé. En ce qui concerne l'habitat social, un frein important semble être le plafonnement des aides régionales pour les opérations de réhabilitation dont les coûts sont nettement supérieurs aux opérations neuves. Il convient d'étudier la possibilité de modulation des aides en fonction de la nature des projets.

Plusieurs raisons peuvent être avancées pour expliquer la relative 'stagnation' du chauffe – eau solaire :

- Le coût 'apparent' des CESI par rapport aux chauffe-eau électriques.
- Le manque de communication sur le dispositif de crédit d'impôt et la nécessité pour le particulier d'avancer la totalité du coût dans l'attente du versement du crédit d'impôt par l'administration fiscale (le délai d'attente peut atteindre 18 mois).
- Le désintérêt « relatif » de certains acteurs historiques du secteur au profit du solaire photovoltaïque.
- Un système d'aide peu incitatif pour les installateurs, notamment du fait de la détermination par les partenaires du PRME des limites budgétaires.
- Un système de gestion des aides conduisant les installateurs à assurer la trésorerie des aides.

2.3.2.2 Valorisation des déchets ménagers et assimilés

Les possibilités de valorisation des déchets ménagers et assimilés, et des déchets agricoles (hors bagasse) sont principalement les suivants :

- Biogaz issu des différentes décharges
- Incinération ou méthanisation des déchets

Déchets ménagers et assimilés : un gisement potentiellement important

Il existe actuellement 13 décharges brutes actuellement en fonctionnement. Seules 3 de ces décharges sont autorisées et aucune n'est conforme.

La gestion des déchets ménagers et assimilés est actuellement en phase de révision. Le département a engagé la révision du PEDMA qui déterminera la réalisation d'équipement de traitement. Le choix n'est aujourd'hui pas encore arrêté quant au mode de traitement des déchets.

Selon l'ADEME, d'après une étude réalisée en 2005, le gisement guadeloupéen de déchets est le suivant :

Tableau 21. Gisement de déchets par type de déchets en tonnes / an

		Gisement en tonnes / an
COLLECTIVITE	Déchets verts	12 610
	Boues	2 960
MENAGES	Déchets verts et encombrants	79 843
	Ordures Ménagères	161 950
ENTREPRISES	Déchets ménagers et assimilés	272 400
	Déchets dangereux	43 200

Le gisement de déchets est évalué à 357 kg/habitant/an.

Le SICTOM gère environ les deux tiers des déchets de Guadeloupe. Cela concerne Pointe à Pitre et son agglomération.

Pour l'année 2002, la composition des déchets collectés était la suivante :

Type de déchets	Quantité (tonnes)
Ordures ménagères	50 369
Résidus urbains	19 485
DIB	18 016
Boues station d'épuration	975
Eaux de vidanges	1 658
Résidus fosses septiques	204
Déchets divers	3 659
Déchets non organiques	19 862
Total déchets	114 228
Total déchets exploitables	89 049

En 2003, le SICTOM a collecté 126 000 tonnes de déchets dont 52 615 tonnes d'ordures ménagères et 20 553 tonnes de DIB. D'après l'ADEME, la part organique des ordures ménagères est évaluée entre 50% et 60%.

Projets et opportunités de valorisation des déchets ménagers et assimilés

○ Valorisation du biogaz

Aucune étude à ce jour n'existe sur le potentiel énergétique valorisable en Guadeloupe à partir de la méthanisation des déchets.

Concernant les décharges existantes, il y aurait de possibilités de récupération du biogaz, notamment sur celle de Baillif et de Grandcamps. Aucune étude n'existe à ce jour sur ce potentiel.

Une étude avait été réalisée en 1989 concernant la valorisation électrique des ordures ménagères et DIB. L'étude considérait une usine permettant de traiter 75 000 tonnes de déchets par an et qui produirait environ 9 GWh d'électricité par an à partir d'une chaudière vapeur de 5,2 MWe.

Le projet d'une unité de traitement est une opportunité intéressante pour la production d'énergie à la Guadeloupe. Le productible sera évalué plus précisément dans la partie de définition du potentiel de développement d'énergies renouvelables en Guadeloupe.

○ Valorisation des boues de stations d'épuration

Actuellement les STEP de la Guadeloupe sont gérées par la Générale des Eaux, le SIAEAG ou des collectivités.

Les boues des STEP gérées par le SIAEAG sont à priori toutes valorisables par l'agriculture, l'étude des filières d'élimination est à venir¹⁴. Une partie des boues va sur la plateforme de compostage de VERDE du Moule tandis que l'autre partie va à la décharge du SICTOM de l'agglomération Pointoise. Les tonnages allant dans chaque filière ne sont pas bien connus à ce jour. Environ 1240 tonnes de boues sont produites par les STEP du SIAEAG chaque année.

Les boues de STEP gérées par la générale des Eaux partent en décharge. Seules les boues de Jarry sont directement récupérées par les agriculteurs.

Au total, environ 7100 tonnes de boues STEP sont actuellement produites chaque année.

2.3.2.3 Valorisation de la Canne à Sucre et de ses sous produits

La culture de la canne à sucre occupe 13 620 ha, soit 61% des terres arables en 2005 ou encore environ 8,1% de la superficie totale du département. A l'avenir, elles pourraient s'étendre et atteindre 16 000 voir 18 000 hectares. En effet, la répartition se ferait de la manière suivante :

- Surfaces en friches susceptibles d'être reconverties en cannes à sucre : 1000 ha,
- Surfaces bananières susceptibles d'être reconverties en cannes à sucre : 2000 ha,
- Surfaces en diversification intégrant la canne à sucre dans leur rotation : 1000 à 2000 ha,

Il pourrait s'ajouter encore 3 000 à 4 000 ha selon le déséquilibre de la filière bananière. Le potentiel réaliste de surface totale cultivable en canne à relativement court terme, s'établit donc à 18 000 hectares.

La canne à sucre est utilisée traditionnellement pour fabriquer du sucre roux, du rhum, du jus de canne et du sirop de batterie. Les deux industries basées sur l'exploitation de la canne à sucre sont :

¹⁴ Source : phase diagnostic du PEDMA

- l'industrie sucrière dont le produit est le sucre et les co-produits sont la bagasse, l'écume et la mélasse ;
- l'industrie rhumière dont le produit est le rhum agricole et les co-produits sont la bagasse et la vinasse.

Les différents sous produits et leur utilisation sont présentés ici pour plus de compréhension :

- **La bagasse** : La bagasse est le résidu fibreux (principalement composée par la cellulose de la plante) obtenu après broyage des cannes, passée par le moulin pour en tirer le suc. La bagasse est donc un déchet de l'extraction du jus de canne pour la production de rhum ou de sucre. La bagasse est utilisée comme moyen de production d'énergie dans les usines de production de [rhum](#) ou de [sucre](#). La performance des installations permet à certaines usines de fonctionner en autonomie énergétique.
- **La mélasse** : La mélasse est un sous-produit, ou résidu incristallisable et visqueux, de sucrerie constitué de substances sirupeuses demeurant dans les cuves après extraction de la majeure partie des sucres par cristallisation et centrifugation.
- **La vinasse** : La vinasse est un résidu de la distillation de vins obtenus par fermentation de jus de cannes (industrie rhumière traditionnelle) ou de mélasse (industrie du rhum de sucrerie à partir de la mélasse de l'industrie sucrière) plus ou moins dilués. Ce liquide résiduel et polluant, issu de cette distillation des moûts fermentés peut servir à produire du biogaz par méthanisation ou du fumure
- **L'écume** : L'écume de défécation est le résidu obtenu en sucrerie après la filtration des jus sucrés traités au lait de chaux. Représentant 4 % du poids des cannes rentrant à l'usine, l'écume sert alors à l'épandage et présente un intérêt agronomique. Le fumure (ou engrais obtenu à partir de l'écume) n'est pas considéré dans la suite de l'étude comme l'écume qui ne sont pas valorisables énergétiquement.

La production annuelle de canne et des sous produits est présentée dans le tableau ci-dessous. L'estimation des productions est basée sur les données de rendements fournies par la DAF et le CTICS. Ces productions sont calculées sur la base d'une surface agricole de 18 000 ha.

Tableau 22. *Volume de production de canne et des principaux sous produits en tonnes / an*

	Production
Canne	929 880 t
Sucre	88 339 t
Mélasse	43 700 t
Bagasse	256 020 t
Ethanol	7 820 t

Valorisation énergétique de la bagasse

- **La valorisation actuelle de la bagasse en Guadeloupe**

- La centrale thermique Bagasse / Charbon du Moule

L'électricité est produite actuellement par EDF à partir des 2 centrales à fuel lourd (en 1999, EDF a importé 291.000 tonnes d'hydrocarbures destinées à la seule production d'électricité), de la centrale à bagasse-charbon (charbon importé de Colombie), et de sources d'énergie renouvelables.

Fonctionnant en cogénération (production simultanée de vapeur et d'électricité), la Centrale bagasse-charbon du Moule consomme de la bagasse pendant la récolte cannière (180.000 à 200.000 tonnes par an), et brûle du charbon le reste de l'année (130.000 à 165.000 tonnes de charbon, de juillet à janvier). La centrale est composée de 2 tranches identiques équipées chacune d'une chaudière et d'un groupe turbo-alternateur de 32 MW (soit une capacité de 64 MW). En 2006, la centrale bagasse-charbon du Moule a produit 409 GWh, dont 74 GWh à partir de la bagasse, ce qui représente environ 5 % de la consommation d'électricité de la Guadeloupe.

- Production d'électricité et de vapeur dans les distilleries et sucreries

Les distilleries utilisent leur bagasse pour leurs processus de fabrication du rhum. Le plus souvent, elles valorisent cette bagasse dans une chaudière vapeur. Les plus importantes produisent également leur électricité à partir de la vapeur excédentaire. Pour l'instant, aucune n'injecte d'électricité sur le réseau. Les distilleries de Bologne et Montebello ont le projet de revente du surplus d'électricité au réseau. Les autres distilleries privilégient une valorisation vapeur de la bagasse. Les besoins électriques sont pourvus à partir du réseau électrique. C'est notamment le cas de la distillerie de Bellevue située à Capesterre de Marie-Galante. Celle-ci produit 3,84 MW de vapeur pour des besoins électriques inférieurs à 300 kW.

Un exemple d'installation intéressant est la distillerie de Bologne. Elle est désormais autosuffisante en énergie électrique et envisage d'injecter le surplus de sa production sur le réseau d'EDF. Il s'agit d'une cogénération. L'installation composée d'une chaudière produisant 15t/heure de vapeur, un silo à bagasse, un turbo-alternateur alimenté par la vapeur et une unité de traitement des eaux. La vapeur d'eau produite lors de la combustion alimente la distillation et les différents besoins en eau de l'usine, ce qui limite les prélèvements d'eau en milieu naturel

- Potentiels et projets de valorisation de la bagasse

Par définition, le potentiel énergétique de la bagasse est le suivant :

- D'une tonne de canne est extrait 280 kg de bagasse ;
- Une tonne de bagasse produit 370-510 kWh ;
- Le contenu calorifique est 2200 kcal/kg;
- Le degré d'humidité est de 50 %.

Il existe un potentiel de production électrique important à la Sucrierie de Marie-Galante. Elle traite en effet entre 100 et 150 000 tonnes de cannes par an pendant 4 mois. C'est le potentiel principal relevé à partir de la bagasse. Les autres distilleries qui produisent de l'électricité ne le font pas dans une logique d'optimisation de la production électrique pour la revente. En utilisant des chaudières de 14 bars, elles comptent avant tout pourvoir à leur besoins.

Par contre, la mise en place à Marie-Galante d'une chaudière mixte bagasse-charbon de 80 bars permettraient de produire environ 39 GWh par an. Cette centrale bénéficierait de la filière charbon

déjà existante pour la centrale électrique mixte bagasse-charbon du Moule. Cette dernière valorise la bagasse de la distillerie Gardel. Notons également que Marie-Galante dispose d'un quai sucrier qui permettrait la livraison du charbon. Cette centrale pourrait induire une vingtaine d'emplois. Rappelons cependant les contraintes environnementales très fortes liées à la combustion du charbon. Une étude est en cours sur ce projet.

Actuellement, la sucrerie produit son électricité à partir d'une vieille chaudière de 22 bars correspondant à environ 2 MW installé.

Les mélasses et vinasses

- Valorisation actuelle des mélasses et vinasses

La loi sur l'environnement impose aux distilleries de traiter les vinasses. Ces dernières ont le choix entre la thermocompression, le lagunage aéré si elles possèdent suffisamment de terrain ou bien de la méthanisation. C'est pourquoi, les distilleries qui ont les moyens financiers suffisants ont investi pour augmenter leur capacité de production électrique ou de vapeur : à partir d'une chaudière ou bien de digesteurs. Les distilleries ont quelques difficultés à se mettre aux normes environnementales. Car outre ces investissements lourds, elles doivent faire face à un marché du rhum en difficulté, principalement à cause des campagnes anti-alcool et de la concurrence des pays producteurs de cannes à sucre.

La Société Industrielle de Sucrerie/distillerie Bonne Mère située à Sainte Rose achète 14 000 tonnes de mélasse à deux sucreries (Gardel et Marie-Galante) pour fabriquer les 5 t/h de vapeur nécessaires à son process à partir de 2 digesteurs de 5500 m³. Cette unité de dépollution offre un potentiel de traitement de 30 000 tonnes de mélasse.

- Les techniques de valorisation pour les mélasses et vinasses

La vinasse possède une forte valeur ajoutée mais a été longtemps rejetée dans la nature. Ce sous-produit de la canne à sucre est désormais réutilisé et traité par certaines distilleries par le procédé de la méthanisation.

Dans le cas de la distillerie de Bologne, ce biogaz n'est autre qu'une source importante d'énergie qui pourra répondre aux besoins de l'usine ou être réinjectée sur le réseau EDF. Les boues résiduelles issues de la méthanisation seront quant à elles utilisées comme amendement organique. Enfin, la vapeur produite entraîne les moulins de broyage et les colonnes à distiller avant d'alimenter le turbo-alternateur qui fabrique le courant.

Il serait alors peut-être envisageable de voir la vinasse exploitée sous forme de biogaz pour de la production d'électricité et/ou de chaleur.

Le rhum de sucrerie est obtenu à partir des mélasses de sucrerie. Le déchet liquide ou encore vinasse est méthanisé par la suite et sert de fertilisant organique.

Dans les sucreries, les productions dérivées, bagasse et mélasse, sont importantes en volume. Parmi les usages industriels de la mélasse, la fabrication d'alcool et la production de micro-organismes (levures, bactéries) ont la particularité de produire des effluents liquides, riches en matières organiques et minérales.

La mélasse pourrait donc être transformé en bioéthanol et servir au parc automobile. Actuellement une étude est en cours sur la valorisation directe ces surplus de mélasse en Guadeloupe.

- Potentiel de valorisation des mélasses et vinasse

La distillation industrielle à partir de mélasse (rhum de sucrerie) engendre en effet d'importants rejets, de l'ordre de 950 à 1 900 kilos de rejets/m³ d'alcool pur produit.

Pour le rhum agricole, les rejets sont de l'ordre de 250 kilos par mètre cube d'alcool seulement.

Le CTICS s'interroge actuellement sur l'avenir de la filière sucrière et sur ses possibilités de diversification notamment vers la production de bioéthanol. Il semble possible de produire du bioéthanol à partir de mélasse, co-produit de la canne dans les distilleries.

Selon la chambre d'agriculture de Guadeloupe, le ratio entre la production de mélasse en tonne et le tonnage de canne broyé en usine obtenu pour une moyenne sur les 6 dernières années (2001-2006) varie entre 0,04 et 0,06..

Par exemple, pour l'année 2006, 716 895 tonnes de canne broyées en usine ont permis de produire 29 541 tonnes de mélasse et 68 676 tonnes de sucre

La situation actuelle est telle que 15 000 tonnes actuelles de mélasse sont non utilisées pour la production de rhum. Ces 15 000 tonnes actuelles ne représentent que 2 680 tonnes d'éthanol. Ces 15 000 tonnes pourraient à l'avenir être augmentées d'environ 8 000 tonnes nouvelles et donner 23 000 tonnes, soit 4 107 tonnes d'éthanol¹⁵.

Aux 15 000 tonnes actuelles de mélasse s'ajoute l'excédent de production de Marie Galante qui est de l'ordre de 4 300 tonnes de mélasses équivalentes à 767 tonnes d'éthanol. Actuellement, la production totale moyenne d'éthanol est de 2680 tonnes et 767 supplémentaires pour Marie Galante, soit un total de 3 450 tonnes. La production potentielle d'éthanol à court terme pourrait atteindre rapidement 4 910 tonnes voire à moyen terme un maximum de l'ordre de 13 390 tonnes.

Cela représente à pouvoir calorifique équivalent la possibilité de substituer dans l'immédiat environ 3% à 4% de la demande d'essence par du biocarburant E85. Cette proportion pourrait atteindre jusqu'à 13% en cas de relance de la production cannière. Cette production pourrait approvisionner dans un premier temps les flottes captives (collectivités, transports publics, taxis, etc.) avant d'être ouverte au public.

2.3.2.4 La filière bioéthanol

Compte tenu de ce qui précède quant aux potentiels de valorisation de la mélasse, une option envisagée pour la filière cannière est la production de bioéthanol. Cependant, selon l'étude menée par l'ODEADOM, en Guadeloupe le milieu professionnel de la canne semble beaucoup plus attaché au maintien de la prééminence de la production de sucre, la production d'alcool carburant ne devant être qu'un moyen de consolider la filière. Cette dynamique interprofessionnelle est matérialisée au travers de IGUACANNE association « informelle » regroupant toutes les structures professionnelles et syndicales de la filière avec pour objectif essentiel de promouvoir la production de canne à sucre.

Deux solutions s'offrent pour la filière bioéthanol : utiliser les installations existantes ou en créer de nouvelles très coûteuses en terme d'investissement. Une des solutions les plus simples serait l'utilisation de la Société Industrielle de Sucrerie, distillerie de Bonne-Mère, qui pourrait produire

¹⁵ La conversion sucre / éthanol est de 170 kg de sucre pour 1 HAP d'éthanol (hectolitre d'alcool pur). Le facteur retenu par l'étude de l'ODEADOM est de 0.179 tonne d'éthanol pour 1 tonne de mélasse.

environ 9 300 tonnes d'éthanol dont 2 800 serviront à la production de rhums contingentés. L'investissement pour permettre la production d'alcool incorporé dans des essences à basse volatilité (type E85) serait de l'ordre de 2 millions d'euros. Une augmentation de la capacité de cette distillerie serait donc nécessaire à terme pour produire la totalité de l'éthanol fourni par une matière première potentiellement disponible (maximum de 13 390 tonnes à moyen terme).

Une autre solution serait d'étudier le coût d'équipement et de fonctionnement de la distillerie de la sucrerie de Marie Galante afin d'assurer la distillation de la différence (environ 2 300 puis 3 100 tonnes pour 2008 puis 2010) à un prix de revient voisin de celui envisagé à la SIS.

En conclusion, selon l'étude des conditions de réalisation d'une filière bioéthanol aux Antilles, trois scénarios d'élaboration sont possibles :

- **Production d'éthanol avec l'excès actuel de mélasse de 15 000 tonnes à Gardel et 4 300 tonnes à Marie Galante** soit au total 18 300 tonnes permettant de produire 3.450 tonnes d'éthanol, permettant la mise sur le marché de 4 000 tonnes (environ 5 millions de litres) de carburant E 85, soit environ 4 % du marché actuel
- **Développement des cultures de canne à sucre pour accroître l'activité agricole dans le cadre d'un développement durable** qui s'appuie sur le nouveau marché des biocarburants et en particulier de l'éthanol dans le cas de la Guadeloupe. Atteindre les 18 000 hectares cultivés en canne (5.000 hectares nouveaux) et une production d'éthanol atteignant au minimum 4.100 tonnes (soit 4 800 tonnes d'E85). Dans le cadre de la limitation réglementaire du quota sucre, la production d'éthanol pourrait atteindre 13 000 tonnes permettant la distribution de 15 000 tonnes d'E85 soit près de 14 % du marché actuel.

2.3.3 Synthèse de la production d'énergie d'origine renouvelable en Guadeloupe

Les tableaux suivants synthétisent la production EnR actuelle, ainsi que les projets en cours et les prévisions des différents acteurs.

Tableau 23. Synthèse de la production EnR en Guadeloupe en 2006.







		PUISSANCE 2006	PRODUCTION 2006	TOTAL CO2 EVITEES
EOLIEN		21 MW	35 GWh	26 kt CO2
PHOTOVOLTAIQUE		2 MW	3 GWh	2 kt CO2
HYDROELECTRICITE		9 MW	19 GWh	14 kt CO2
BIOMASSE		60 MW	74 GWh	56 kt CO2
GEOthermie		15 MW	78 GWh	59 kt CO2
TOTAL Production électrique		106 MW	208 GWh	158 kt CO2
BAGASSE (production de chaleur)		ND	150 GWh	420 kt CO2
SOLAIRE Thermique		ND	35 GWh	27 kt CO2
TOTAL Production thermique		ND	185 GWh	447 kt CO2
TOTAL Production ENR		ND	393 GWh	605 kt CO2

Tableau 24. *Projet en cours et prévision des acteurs par filières*

Projets en cours et prévision des acteurs par filières	Puissance (MW)	Energie (GWh)	Échéance possible	Certitude de réalisation dans le contexte actuel (indice de 1 à 5)	Commentaires
Eolien Projet en cours Vergnet : Développement d'une éolienne de 1MW Française des alizées : Développement de machines rabattables de 600 à 900 kW Aéro watt : 4,4 MW en cours d'instruction vers Fond Rose Prévisions de développement des acteurs Aéro watt : Prévoit l'installation de 60 MW d'ici 2015 Française des alizées : 15 MW en développement pour 2009-2010 EDF énergie nouvelles : Prévoit de développer un parc de 12 MW à Sainte Rose	4,4	11 000	2009-2010 NC 2008-2009	5 5 3,5	Les éoliennes fortes puissances devraient pouvoir être opérationnelles d'ici 2010. Les projets en cours d'études devraient voir le jour mais au regard du rythme d'installation actuel, les prévisions des acteurs semblent difficilement atteignables.
Photovoltaïque (raccordé réseau) Prévisions de développement Projets d'installations au sol Prévision des acteurs : + de 5 MWc/an	80	112 000	2020	4 4	Le rythme d'installation des centrales "fortes" puissances est en pleine croissance. Au regard du développement actuel, les prévisions faites par les acteurs de la filière semblent atteignables
Géothermie Projet en cours Etude du potentiel géothermique de l'île Réfection Bouillante 1 Extension Bouillante 2 Bouillante 3 Géothermie Dominique	17 30 27	127 500 225 000 202 500	2010 2012 2012-2015	4 3,5 3,5	Compte tenu des enjeux stratégiques de la géothermie et de l'intérêt technico-économique des projets, ces projets ont des chances d'aboutir. Cependant le forage exploratoire pour Bouillante 3 n'aura lieu qu'en 2008-2009 et aucune décision officielle n'a été prise concernant l'installation d'une centrale géothermique à la Dominique
Hydroélectricité 6 projets en cours d'étude	11	23 281	2015	3,5	Projets à l'étude. Démarches administratives lourdes.
Biomasse Tranche bagasse/charbon SRMG (12 à 15 MW) à l'étude	12	14 400	2012	3	Contraintes de raccordement.
Biogaz Valorisation du biogaz des décharges réhabilitées Valorisation du biogaz de l'usine de traitement	18 8	144 000 64 000	2015 2015	3 4	La valorisation du biogaz de décharge est à analyser au cas par cas. Dans le cas d'une unité de méthanisation, la valorisation sous forme d'électricité du biogaz semble une opportunité incontournable.
Solaire thermique Prévision des acteurs : 2 000 CES/an. (stagnation)	2 MW/an	4 GWh/an		5	Les faibles prévisions des acteurs n'annoncent aucun développement fort de la filière.

2.4 Bilan des émissions de gaz à effet de serre

2.4.1 Emissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique

Les résultats du bilan énergétique sont utilisés et associés aux facteurs d'émissions de chaque énergie afin de déterminer les émissions de gaz à effet de serre. Les facteurs d'émissions sont consignés dans le tableau suivant.

Tableau 25. Facteurs d'émissions directs de CO₂/kWh pour quelques énergies fossiles

Energie	Contenu CO2 (g CO2 / kWh)
Charbon	343
Fioul Domestique	271
Fioul lourd	281
Propane	206
Kerozène	282
Essence	264
Gazole	271

Source : CGP, ADEME, CITEPA

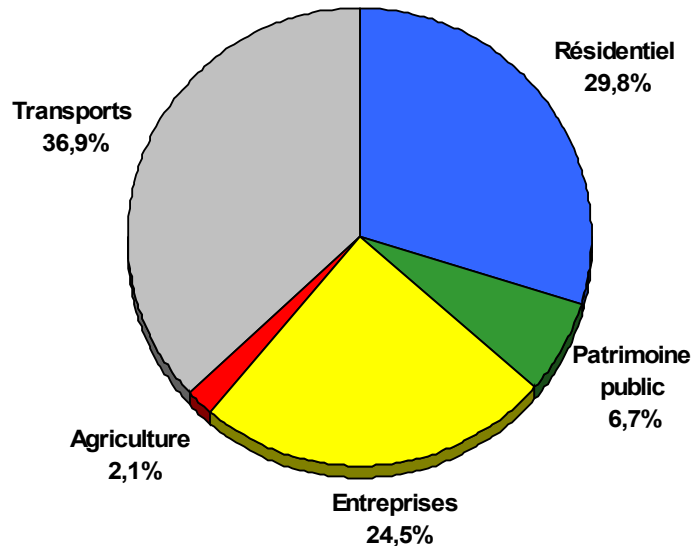
Le contenu CO₂ de l'électricité est estimé à partir de la connaissance des tonnages de combustibles utilisées pour la production d'électricité et les productions électriques annuelles fournies par EDF et l'ADEME. En 2006, les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité ont été estimées à 1 360 milliers de tonnes de CO₂ et la production électrique a été de 1,8 TWh. Le contenu CO₂ de l'électricité considéré par la suite est de **759 g de CO₂ / kWh**.

La centrale bagasse – charbon du Moule représente 32% des émissions de CO₂ et 23% de la production. La centrale au fioul Lourd de Jarry Nord représente 43% des émissions de gaz à effet alors qu'elle produit 45% de la production électrique.

Les émissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique se sont élevées à **1 764 milliers de tonnes de CO₂ en 2006**. Les émissions de gaz à effet de serre étant liées aux consommations d'énergie primaire, la ventilation des émissions par secteur est donc proportionnelle à leur consommation d'énergie primaire.

Par convention, il est considéré que la combustion de la bagasse est neutre en termes d'émission de gaz à effet de serre.

Emissions de gaz à effet de serre par secteur en 2006



Source : EXPLICIT

Ces résultats appellent deux remarques :

- **d'une part on observe que l'émission de CO₂/habitant est inférieure à la moyenne nationale** : 4,05 tonnes de CO₂ par an contre 5,5 tonnes par habitant par an en moyenne à l'échelle nationale. En d'autres termes, malgré l'absence de chauffage et la faiblesse de l'industrie, l'utilisation massive d'énergie fossile pour la production électrique explique la faible « efficacité carbone » du système énergétique guadeloupéen.
- **d'autre part la Guadeloupe se caractérise par l'importance du contenu CO₂ du kWh électrique produit** : il s'établit à 759 g/CO₂/kWh contre entre 60-80 g/CO₂/kWh à l'échelle nationale ; ceci est due à l'utilisation majoritaire de combustibles fossiles pour la production électrique¹⁶.

2.4.2 Emissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique

Le bilan des émissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique a été réalisé selon la méthodologie du Groupe d'experts Intergouvernemental sur l'Evolution du Climat (GIEC)¹⁷ cette

¹⁶ Ce résultat n'est pas propre à la Guadeloupe, l'ensemble des départements d'outre mer étant dans une situation comparable en termes de production d'électricité. Ainsi, pour la Réunion, le contenu CO₂ atteint 719 g/kWh et 802 g/kWh en Martinique. Source : *Adaptation des Facteurs d'Emission du Bilan Carbone aux Départements d'Outre Mer*, étude réalisée par EXPLICIT pour le compte de l'Ademe.

¹⁷ GIEC, *Manuel simplifié pour l'inventaire des gaz à effet de serre*, Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Volume 2.

méthode a été suivie avec exactitude dans la mesure de la disponibilité des données et de la pertinence des éléments de méthode.

Lorsque les données existantes ne permettaient pas d'appliquer les lignes directrices du GIEC, les données nationales établies par le Centre Interprofessionnel Technique d'Etudes de la Pollution Atmosphérique (CITEPA)¹⁸ ont été utilisées.

Le bilan des émissions d'origine non énergétique est réalisé pour l'année 2006 uniquement. Le bilan des émissions d'origine non énergétique n'a pas été réalisé pour l'année 2000, du fait d'un manque important d'informations relatives à cette année.

2.4.2.1 Emissions de gaz à effet de serre du secteur de l'énergie

Les rejets de polluants issus des consommations d'électricité et de chaleur ont déjà fait l'objet d'un traitement lors de la reconstitution des émissions de gaz à effet de serre d'origine énergétique. Par conséquent, ne seront concernées dans ce chapitre que les émissions liées aux activités pétrolières.

Les émissions fugitives de méthane liées aux activités pétrolières concernent cinq postes principaux :

- l'exploitation des puits,
- la production de pétrole,
- le transport du pétrole par tankers
- le raffinage
- le stockage du pétrole raffiné.

En Guadeloupe, il n'y a pas de site d'exploitation, de production de pétrole ni de raffinage. Cependant, la Guadeloupe est dotée d'une unité de stockage de produits pétroliers gérée par la SARA générant des émissions fugitives. Le transport n'est pas pris en compte car la méthodologie du GIEC ne considère que le transport du pétrole brut.

Les tonnages stockés en Guadeloupe sont fournis par la SARA.

Tableau 26. Emissions fugitives de méthane liées à la filière pétrolière

	Volume stocké en m ³	Emissions de CH ₄ en tonnes
2006	387 520	2,27

Les émissions fugitives de méthane liées à la filière pétrolières sont estimées en 2006 à **2,27 tonnes de CH₄**.

2.4.2.2 Emissions de gaz à effet de serre dues aux procédés industriels

La méthodologie GIEC préconise d'utiliser les indicateurs de production industrielle. Or, ce sont des informations qui sont difficiles à collecter au niveau régional (la DRIRE ne dispose pas des niveaux de production ; les industriels étant frileux à l'idée de transmettre ces données).

¹⁸ Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, CITEPA, *Inventaire des émissions de gaz à effet de serre en France au titre de la Convention Cadre des Nations Unies sur le Changement Climatique* – Format UNFCCC/CRF, Décembre 2005.

Le Registre Français des Emissions Polluantes¹⁹ indique les émissions de gaz à effet de serre par département à partir des déclarations des industriels soumis à autorisation. Ces données concernent par conséquent les établissements grands émetteurs. Jusqu'à présent, les déclarations des industriels ne distinguent pas les émissions liées à la combustion d'énergie de celles liées aux procédés industriels, il est alors indispensable d'ôter les émissions d'origine énergétique des valeurs recueillies dans le Registre Français de Emissions Polluantes afin d'éviter un double compte des émissions de GES des activités industrielles.

En Guadeloupe, l'IREP ne recense pas d'industrie grande émettrice en dehors des unités de productions d'électricité de Jarry et du Moule.

Le CITEPA a établi le bilan des émissions en Guadeloupe. Ces émissions sont estimées à 593 milliers de tonnes équivalent CO₂. Les émissions d'origine énergétique de l'industrie étant estimées à 130 kt eq. CO₂, on estime le niveau des émissions non énergétiques à **463 milliers de tonnes équivalent CO₂**.

2.4.2.3 Emissions liées à l'utilisation des solvants

Le GIEC ne propose pas de méthode de calcul pour estimer les émissions liées à l'utilisation de solvants et autres produits similaires.

L'emploi de ces produits émet principalement des composées organiques volatils non méthaniques (COVNM), ainsi qu'une quantité réduites de gaz fluorés.

2.4.2.4 Emissions liées aux activités agricoles

Les émissions de gaz à effet de serre liées aux activités agricoles portent sur :

- Le cheptel domestique : fermentation entérique et gestion du fumier
- Le brûlage sur place des résidus agricoles
- La culture des sols

Les données concernant le cheptel domestique sont issus des recueils du Ministère de l'Agriculture²⁰ : les informations précisent les effectifs d'animaux par espèce (bovins, caprins, porcins, ovins, équidés, volailles, et lapins). Les informations concernant l'apport de fertilisants dans la culture des sols sont issues des données du Ministère de l'Agriculture, recensant les fertilisants par type (azotés, potasses etc). Dans cet exercice, la méthodologie du GIEC a été entièrement appliquée, les données nécessaires à son application étant aisément disponibles.

¹⁹ Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, Direction de la Prévention des Pollutions et des Risques, *Registre Français des Emissions Polluantes*, <http://www.pollutionsindustrielles.ecologie.gouv.fr/>

²⁰ AGRESTE, Statistique agricole annuelle 1999, Chiffres et données – Agriculture n° 125, Juillet 2000.
AGRESTE, Statistique agricole annuelle 2003, Chiffres et données – Agriculture n° 134, Juillet 2003.

Emissions de méthane issues de la fermentation entérique et de la gestion du fumier

Les émissions de méthane estimées dans cet exercice concernent les animaux domestiques, étant entendu que les instructions des lignes directrices du GIEC sont focalisées sur les émissions d'origine anthropique : les émissions liées aux animaux sauvages ne sont par conséquent pas prises en compte.

Les émissions de CH₄ provenant de la fermentation entérique sont essentiellement le fait des ruminants pour lesquels le processus digestif transforme les hydrates de carbone en molécules simples absorbées par le sang.

Les émissions de méthane résultant de la gestion du fumier sont issues de la décomposition de celui-ci dans des conditions anaérobies.

Les émissions de méthane issues de la fermentation entérique et de la gestion du fumier sont estimées en 2006 à **6 442 tonnes de CH₄**.

Emissions de protoxyde d'azote imputables aux systèmes de gestion des déchets animaux

Outre le méthane, la gestion des déchets animaliers émet du protoxyde d'azote. Quatre systèmes de gestion sont pris en compte par la méthode du GIEC, à savoir :

- Le système liquide (les lisiers)
- L'épandage quotidien
- Le stockage des solides
- Les aires de pâturage et paddock

La méthodologie du GIEC propose par défaut une répartition du tonnage animalier traitée par chaque système de gestion, ainsi que des facteurs d'émission par tête de bétail.

Les émissions de protoxyde d'azote imputables aux systèmes de gestion des déchets animaux sont estimées à **98 tonnes de N₂O en 2006**.

Emissions de protoxyde d'azote liées à la culture des sols

Les émissions de protoxyde d'azote liées à la culture des sols proviennent de diverses sources :

- Les apports de fertilisants artificiels
- L'utilisation du fumier comme fertilisants (épandage)
- Le repos de NH₃ et de NO_x atmosphérique
- L'apport d'azote provenant des cultures
- L'apport à partir des résidus de culture

Les émissions de protoxyde d'azote liées à la culture des sols sont évaluées en 2005 à **708 tonnes de N₂O**.

Emissions de polluants issus du brûlage sur place des cultures

Le brûlage de la canne à sucre est une pratique répandue en Guadeloupe. Le brûlage permet en effet d'accélérer la coupe de la canne sur les parcelles brûlées, d'enlever la paille des cannes ce qui permet de faire baisser les consommations des engins, et de faciliter la récolte, en permettant au chauffeur des machines de voir les pieds des cannes et d'éviter les obstacles. Les données sur les surfaces brûlées en Guadeloupe ont été demandées auprès du CTICS.

2.4.2.5 Emissions liées à la gestion des déchets

Les émissions de gaz à effet de serre liées à la gestion des déchets portent sur :

- Les décharges de déchets solides
- L'incinération des déchets
- Le traitement des eaux usées et des boues organiques et commerciales
- Le traitement des eaux usées et des boues industrielles
- La gestion des déchets humains

Les données concernant solides ont été fournies par l'ADEME.

Emissions de méthane provenant des sites de décharges de déchets solides

Les tonnages de déchets solides sont estimés à 528 470 tonnes en 2006. Les émissions de méthane provenant des déchets solides sont estimées en 2005 à **35,3 milliers de tonnes de CH₄**. Ces émissions sont le fait de la décomposition des déchets des ménages, des collectivités, et des déchets banaux des entreprises en centre de stockage.

Emissions de polluants liées à l'incinération des déchets

La Guadeloupe ne compte pas d'unité d'incinération de déchets. A ce titre, les émissions de polluants liées à l'incinération des déchets sont nulles

Emissions de méthane provenant du traitement des eaux usées et des boues domestiques et commerciales

La mise en œuvre de la méthodologie du GIEC n'a pas été possible dans cet exercice car les données nécessaires n'étaient pas disponibles.

Les émissions de méthane et de protoxyde d'azote seront différentes selon le mode de traitement des eaux usées. Les émissions par habitant de CH₄ et N₂O sont issues du CITEPA et sont résumées dans le tableau suivant.

Tableau 27. Emissions de méthane et de protoxyde d'azote par habitant selon le mode de traitement des eaux usées

	Emissions de CH ₄ en kg / habitant/an	Emissions de N ₂ O en kg/habitant/an
Logement raccordé au réseau d'assainissement	0,0741	0,0482
Logement avec un système de traitement autonome	4,559	0,086

Le taux de raccordement de la population guadeloupéenne au réseau d'assainissement est obtenu par l'IFEN (Institut Français de l'Environnement) et estimé à 41%.

Les rejets liés au traitement des boues ne concernent ici que la valorisation agricole étant donné que les émissions liées à la mise en décharge ont été comptabilisées dans les chapitres précédents.

Les émissions de **méthane** issues du traitement des eaux usées et des boues domestiques et commerciales ont été estimées à **733 tonnes et les émissions de N₂O à 24,1 tonnes** en 2006.

Pollution liée au traitement des eaux usées et des boues industrielles

La méthodologie du GIEC est très difficile à mettre en œuvre pour estimer les émissions liées aux effluents et boues industrielles car les données nécessaires sont précises et difficiles à obtenir.

Par ailleurs, l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre du CITEPA indique des valeurs nulles quant aux rejets de CH₄ et de N₂O des eaux usées et boues industrielles. Par conséquent, il a été décidé de ne pas inclure cette source d'émission compte tenu du peu d'informations disponibles.

Protoxyde d'azote provenant des déchets humains

La mise en œuvre de la méthodologie du GIEC n'était pas possible dans cet exercice car il manquait des informations pour l'appliquer. En revanche, l'inventaire des émissions de gaz à effet de serre du CITEPA donne les valeurs d'émissions indirectes de N₂O liées au traitement des déchets humains.

Ainsi, il a été possible d'établir un ratio moyen par habitant français et de l'appliquer à la population martiniquaise.

Les émissions de N₂O liées aux traitements de déchets humains sont estimées à **22 tonnes en 2006**.

Synthèse des émissions de polluants liées à la gestion des déchets

Les émissions totales liées à la gestion des déchets sont évaluées à 503 milliers de tonnes équivalent CO₂. La gestion des déchets solides représente près de 80% des émissions.

Tableau 28. Synthèse des émissions liées à la gestion des déchets

	CH ₄ (en tonnes)	N ₂ O (en tonnes)	TOTAL kt eq CO ₂	%
Mise en décharge des déchets solides	35267	0	741	96,5%
Incinération des déchets	0	0	0	0,0%
Eaux usées et boues domestiques	720	15	20	2,6%
Gestion des déchets humains		22	7	0,9%
TOTAL	35986	37	767	100,0%

2.4.2.6 Emissions liées aux changements d'affectation des terres

La méthodologie du GIEC propose d'estimer les émissions ou stockages de carbone liés aux changements d'affectation des terres à partir de 3 processus :

- Les modifications du carbone stocké dans les sols et la litière des sols minéraux, en raison des changements de pratique d'utilisation de la terre ;
- Les émissions de CO₂ provenant des sols organiques convertis en terres agricoles ou plantations ;
- Les émissions de CO₂ provenant du phosphatage des terres agricoles.

Emissions liées au changement d'affectation des terres

Les informations nécessaires à la mise en œuvre de cette méthodologie sont difficiles d'accès. En effet, il conviendrait notamment de posséder un inventaire de l'affectation des terres sur une vingtaine d'années (sur sols organiques et minéraux).

Pour des raisons de temps, et de difficultés d'accès aux données, cet élément des émissions de GES non énergétiques n'a pas été pris en compte dans cet exercice.

Emissions liées à la gestion de la biomasse

La méthodologie du GIEC considère comme source émettrice/puit de carbone :

- Le patrimoine forestier et les autres stocks de biomasse ligneuse, en tenant compte de leur évolution ;
- La conversion des forêts et prairies ;
- L'abandon des terres exploitées.

Dans cet exercice, ne seront traitées que les émissions liées à la gestion de la biomasse forestière car il est difficile d'estimer les surfaces de terres abandonnées en région (les statistiques de l'AGRESTE ne recensent pas ces informations).

L'analyse du patrimoine forestier a pour objet de déterminer le solde de carbone émis / absorbé par la biomasse. Cet exercice consiste à apprécier d'une part l'évolution de la biomasse sur pied et d'autre part les prélèvements effectués dans les massifs forestiers, sur la base des prélèvements de bois pour l'industrie. La méthodologie du GIEC a été ici entièrement appliquée. Les données utilisées pour cet

exercice sont issues de l'IFEN pour les surfaces de bois. Dans la méthodologie du GIEC, l'ensemble du bois prélevé doit être estimé. En première approche, le volume de bois commercialisé est estimé à 500 m³ par an par l'ONF²¹. Ces données concernent uniquement le volume de bois de forêt privée commercialisée. A l'heure actuelle, l'ONF ne dispose pas d'une vision suffisante sur le volume total de bois prélevé en Guadeloupe. Une étude pour estimer le volume de petit bois récolté est en cours.

Le puit de CO₂ généré par la forêt guadeloupéenne est estimé à **744 milliers de tonnes de CO₂** en 2006.

2.4.2.7 Emissions de gaz fluorés

Les émissions de gaz fluorés ne font pas l'objet d'une méthodologie spécifique du GIEC. Elles sont généralement issues de diverses sources, à savoir :

- Les procédés industriels ;
- L'utilisation de solvants et d'aérosols ;
- La réfrigération et le conditionnement d'air.

Gaz fluorés issus des procédés industriels

Les émissions de gaz fluorés sont données (de manière non exhaustives) par le Registre Français des Emissions Polluantes²² (IREP) via les déclarations annuelles faites par les établissements industriels soumis à autorisation. En 2005, aucune émission de HFC (hydrofluorocarbures) et de SF₆ n'a été recensée par le Registre Français des Emissions Polluantes en Guadeloupe.

Gaz fluorés issus de la réfrigération et du conditionnement d'air

Les émissions liées à la réfrigération et le conditionnement d'air sont disponibles pour les DOM TOM à travers le document du CITEPA « Emissions dans l'air en France Outer-Mer ».

Les émissions de gaz fluorés sont estimées en Guadeloupe à 15,6 tonnes de HFC.

Gaz fluorés issus de l'utilisation d'aérosols, solvants et extincteurs

Concernant les émissions de gaz fluorés issues de l'utilisation d'aérosols et de matériels incendie et de solvants, il est difficile de recenser les informations statistiques existantes. Par conséquent, il a été considéré que 0,7% des émissions nationales (source CITEPA) sont le fait de la Guadeloupe.

En 2000, à l'échelle nationale, les émissions de HFC étaient de :

- 6,35 tonnes de HFC-227ea pour l'utilisation des extincteurs
- 1 150 tonnes de HFC-134a pour l'utilisation d'aérosols
- 101,34 tonnes de HFC-43-10mee pour l'utilisation des solvants

²¹ <http://www.onf.fr/reg/Guadeloupe/>

²² Ministère de l'Ecologie et du Développement Durable, Direction de la Prévention des Pollutions et des Risques, *Registre Français des Emissions Polluantes*, <http://www.pollutionsindustrielles.ecologie.gouv.fr/>

Par hypothèse, les émissions de gaz fluorés en Guadeloupe pour les ports aérosols, extincteurs et solvants sont estimées à 8,8 tonnes de HFC.

Synthèse des émissions de gaz fluorés

Les émissions de gaz fluorés sont estimées à 51 milliers de tonnes équivalent CO₂. Le conditionnement d'air (climatisation) est responsable de 64% de ces émissions.

Tableau 29. Synthèse des émissions de gaz fluorés

	SF6 (en tonnes)	HFC (en tonnes)	TOTAL kt eq CO2	%
Procédés industriels	0	0,0	0,0	0%
Conditionnement d'air et réfrigération	0	15,6	32,6	64%
Utilisation d'aérosols, solvants et extincteurs	0	8,8	18,5	36%
TOTAL	0	24,5	51,1	100%

2.4.2.8 Synthèse des émissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique

Les émissions nettes d'origine non énergétique sont estimées en 2006 à **929 milliers de tonnes équivalent CO₂** en 2006. Les émissions brutes sont estimées à 1 627 milliers de tonnes équivalent CO₂, dont près de la moitié sont le fait de la gestion des déchets solides.

Tableau 30. Bilan des émissions de gaz à effet de serre d'origine non énergétique en 2006

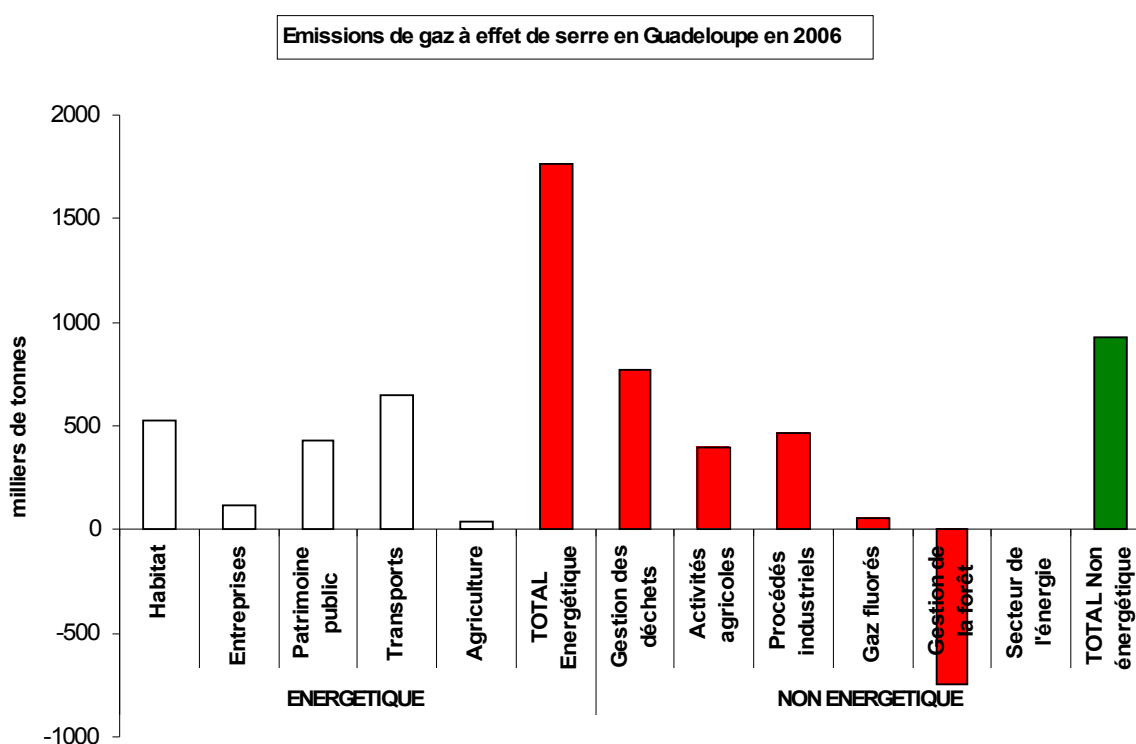
	CO2 (kt)	CH4 (t)	N2O (t)	HFC	kt eq CO2
Gestion des déchets	0	35986	37	0	767,3
Activités agricoles	0	6 648	813	0	391,8
Procédés industriels	0			0	463,5
Gaz fluorés	0			24	51,1
Secteur de l'énergie	0	2,27		0	0,0
Puits de carbone	-745				-745
Total	-745	42637	851	24	929

2.4.3 Synthèse des émissions de gaz à effet de serre en Guadeloupe

En 2006, les émissions nettes de gaz à effet de serre sur le territoire guadeloupéen sont estimées à 2 967 milliers de tonnes équivalent CO₂. Les émissions d'origine énergétique représentent 67 % des émissions totales, ce qui correspond à la moyenne métropolitaine. Cependant, il est important de noter :

- **la forte part des émissions de gaz à effet de serre liées à la gestion des déchets** : en effet, ce secteur émet autant de gaz à effet de serre que le secteur des transports en Guadeloupe. Ceci est essentiellement le fait des émissions de méthane en décharge, ce qui souligne le potentiel de récupération de biogaz.

- **L'importance du puit de carbone en Guadeloupe** : le puit de carbone lié au stockage du CO₂ par la forêt est estimé à 745 milliers de tonnes de CO₂, ce qui représente pratiquement les émissions du secteur des transports et de la gestion des déchets. L'importance de ce puit de carbone est cependant à relativiser : les prélèvements de bois considérés prennent en compte le bois d'égelage. Le bois utilisé pour la construction ou pour l'industrie ne sont pas pris en compte.
- **La part importante des gaz fluorés comparativement aux autres régions françaises** : alors que les émissions de gaz fluorés sont estimées à environ 1 à 2% des émissions d'origine non énergétique en métropole²³, celles-ci sont estimées à 5,5% en Guadeloupe. Ce part plus importante des gaz fluorés s'expliquent par un plus fort taux de climatisation dans en Guadeloupe.



Source : EXPLICIT sur la base des consommations d'énergie finale 2006 et la méthodologie du GIEC et du CITEPA

²³ Bilan des émissions non énergétiques réalisés par EXPLICIT pour plusieurs régions et département en Métropole, notamment l'Auvergne, la Basse Normandie et le Val d'Oise.