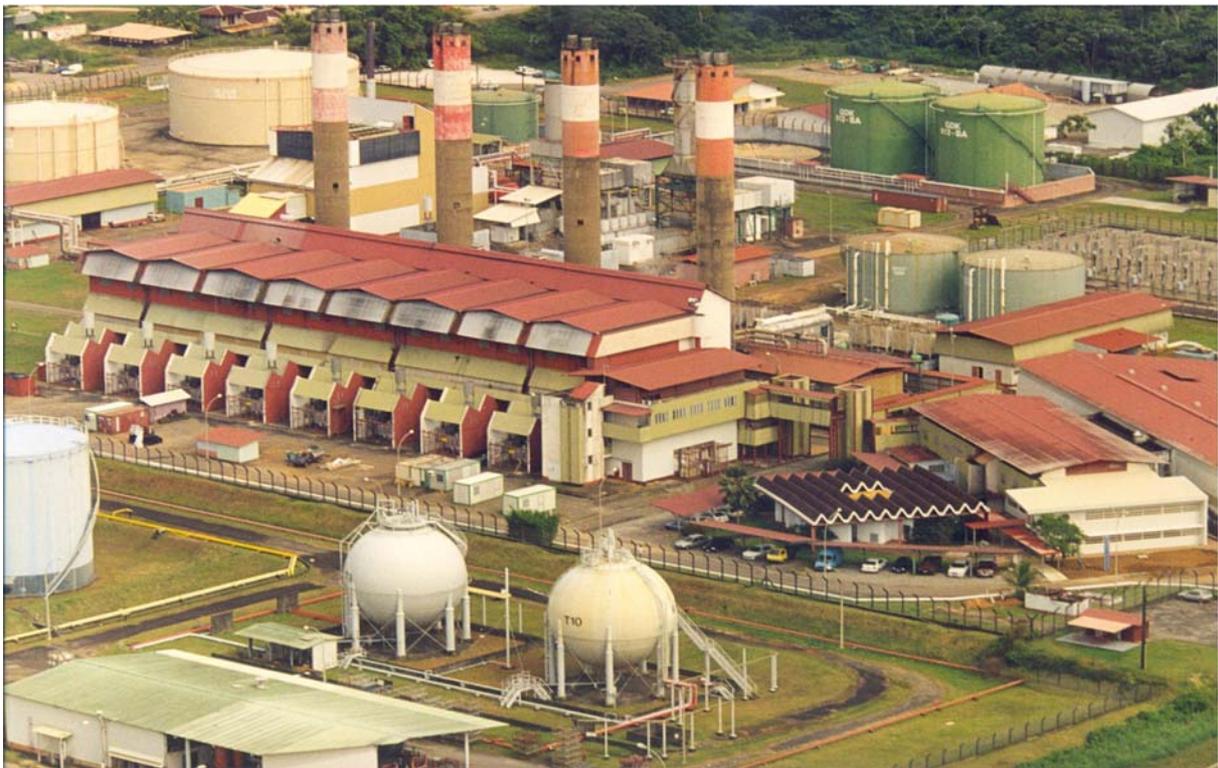


INSTITUT D'ÉMISSION DES DÉPARTEMENTS  
D'OUTRE-MER

**LES NOTES  
DE L'INSTITUT D'ÉMISSION**

**L'énergie en Guyane**



**Novembre 2006**

# INSTITUT D'EMISSION DES DEPARTEMENTS D'OUTRE-MER

IEDOM Guyane

8, rue Christophe-Colomb – 97306 CAYENNE Cedex

SIEGE SOCIAL

5, rue Roland Barthes 75598 PARIS Cedex 12

Photo de couverture : centrale thermique de Dégrad-des-Cannes (EDF-Guyane)

8, RUE CHRISTOPHE-COLOMB – 97306 CAYENNE CEDEX  
 0594.29.36.50 - télécopie 0594.30.02.76

# Sommaire

<b>SOMMAIRE</b>	<b>1</b>
<b>INTRODUCTION</b>	<b>3</b>
<b>1. LE CONTEXTE REGISSANT LE SECTEUR ENERGETIQUE</b>	<b>4</b>
1.1 Les orientations	4
→ À l'échelle mondiale	4
→ À l'échelle nationale	5
1.2 Le cadre juridique lié au secteur de l'énergie	5
1.3 Le cadre juridique lié à la spécificité ultramarine	9
<b>2. PRESENTATION DU SYSTEME EXISTANT EN GUYANE</b>	<b>10</b>
2.1 Des compétences précisément définies et réparties entre les acteurs locaux	10
A. Les administrations et les agences publiques	10
B. Les opérateurs du secteur	11
2.2 Les différents types d'énergie disponibles...	13
A. Les consommations en hydrocarbures entièrement importés ne cessent de croître	13
B. En Guyane, la production électrique suit deux schémas distincts	14
C. Les autres sources d'énergie : le solaire adapté aux sites isolés	18
2.3 ... pour répondre aux besoins en Guyane.	20
A. Une consommation en énergie essentiellement alimentée par les importations en hydrocarbures...	20
B. ... dans un contexte de croissance soutenue des besoins.	21
2.4 Les aspects financiers du secteur	22
A. Le coût moyen de production de l'électricité en Guyane...	22
B. ... et son prix de vente...	23
C. ... rendent l'activité de production structurellement déficitaire.	23
D. Les tarifs de rachats de l'électricité produite par les énergies renouvelables et son application en Guyane	25
<b>3. LA POLITIQUE ENERGETIQUE EN GUYANE ET SA MISE EN APPLICATION</b>	<b>27</b>
3.1 Les documents directeurs propres à la Guyane	27
A. Le Plan énergétique régional (PER)	27
B. Le Schéma départemental d'électrification rurale	27
C. Le Schéma d'électrification de la CCOG	27
D. Le Schéma régional de développement économique (SRDE)	27
3.2 De nombreux dispositifs et outils financiers sont disponibles en Guyane pour encourager le développement du secteur	28
A. Le Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME)	28
B. Les fonds européens et leurs contreparties nationales	32
C. Les autres outils	33
<b>CONCLUSION</b>	<b>37</b>
<b>ANNEXES</b>	<b>38</b>

## Table des acronymes

ADEME	Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie	Fideme	Fonds d'investissement de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie
AFD	Agence française de développement	Fogime	Fonds de garantie des investissements de maîtrise d'énergie
AQUAA	Association pour une qualité urbaine et architecturale amazonienne	FSPPE	Fonds du service public de la production d'électricité
CCCL	Communauté de communes du centre littoral	GES	Gaz à effet de serre
CCEG	Communauté de communes de l'est Guyanais	HQE	Haute Qualité Environnementale des bâtiments
CCNUCC	Convention - Cadre des Nations Unies sur le Changements climatiques	LBC	Lampes basse consommation
CCOG	Communauté de communes de l'ouest Guyanais	LOOM	Loi d'orientation pour l'outre-mer
CEE	Certificats d'économies d'énergie	PER	Plan énergétique régional
CPER	Contrat de plan Etat-Région	PNLCC	Programme national de lutte contre le changement climatique
CRE	Commission de régulation de l'électricité	PO	Programmes opérationnels
CSG	Centre spatial guyanais	PPI	Programmation pluriannuelle des investissements
CSPE	Compensation des charges de service public de l'électricité	PRME	Programme régional de maîtrise de l'énergie
DAF	Direction de l'agriculture et de la forêt	QEA	Qualité Environnementale Amazonienne
DDC	Dégrad-des-Cannes	RTE	Réseau de transport d'électricité
DIDEME	Direction de la Demande et des Marchés Energétiques	SARA	Société anonyme de la raffinerie des Antilles
DIREN	Direction régionale de l'environnement	SIG	Société d'ingénierie Guyanaise
DOCUP	Document unique de programmation	SRDE	Schéma régional de développement économique
DRIRE	Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement	SSCE	Schéma de Services Collectifs de l'Energie
EnR	Energies renouvelables	TAC	Turbine à combustion
FACÉ	Fonds d'amortissement des charges d'électrification	Tep	Tonne équivalent pétrole
FEDER	Fonds européen de développement régional	UE	Union européenne
FEOGA	Fonds européen d'orientation et de garantie agricole	URE	Utilisation rationnelle de l'énergie

## Glossaire des unités de mesure

J	<b>Joule:</b> unité de mesure de travail, d'énergie et de quantité de chaleur, équivalent au travail produit par une force de 1 newton dont le point d'application se déplace de 1m dans la direction de la force.
W	<b>Watt:</b> unité de puissance de flux énergétique et de flux thermique. 1 W = 1 joule par seconde
kWh	<b>Kilo-watt-heure:</b> unité d'énergie équivalent au travail exécuté pendant 1 heure par une machine dont la puissance est de 1 kilo-watt. 1 Wh = 3 600 joules 1 kWh = 1 000 Wh 1 MWh = 1 000 kWh 1 GWh = 1 000 MWh
Wc	<b>Watt-crête:</b> unité de puissance d'un capteur photovoltaïque. Il correspond à la délivrance de 1 Watt sous de bonnes conditions d'ensoleillement et d'orientation.

## Introduction

Le secteur de l'énergie présente, en Guyane, de nombreuses spécificités compte tenu des caractéristiques géographiques et statutaires du territoire.

Vis-à-vis de l'extérieur, ce département est enclavé et peu peuplé. Cela se traduit par un marché étroit et isolé engendrant d'importants surcoûts de production et de transport d'électricité et amplifiant les risques de coupure électrique. De plus, sur son territoire, la Guyane est marquée par une forte dichotomie entre les communes du littoral et les sites isolés de l'intérieur où l'accès à l'électricité est difficile et peu développé (le taux d'électrification des ménages n'y était que de 50,8 % en 2002 contre 92,8 % sur le littoral). La forte croissance démographique du département accentue les besoins de plus en plus pressants en électricité. Les prévisions tablent, dès 2011, sur une insuffisance de la production électrique par rapport à la demande de 20 MW.

La demande en hydrocarbures est elle aussi en augmentation. Cette tendance vient renforcer la part déjà très importante des hydrocarbures dans la consommation totale en énergie primaire (plus de 81 % des énergies consommées en Guyane sont des hydrocarbures). Important la totalité de ses hydrocarbures, la Guyane doit donc, sur le plan énergétique, assumer une forte dépendance vis-à-vis de l'extérieur. Limiter sa consommation en hydrocarbures est l'un des principaux enjeux auxquels le département est confronté. En effet, les importations en hydrocarbures représentent en 2005 près de 15 % du déficit de la balance commerciale de la Guyane. L'augmentation prévisible du prix du baril de pétrole ne peut qu'augmenter cette part et creuser le déficit extérieur du département s'il ne se donne pas les moyens de renverser cette situation.

La Guyane se retrouve donc confrontée à une série de défis majeurs pour le développement du secteur. Elle doit à la fois :

- satisfaire des besoins en énergie en forte croissance tout en cherchant à diminuer sa dépendance vis-à-vis de l'extérieur,
- favoriser et œuvrer à l'ouverture du marché de l'électricité à la production dans un contexte de surcoûts de production,
- garantir à tout instant l'équilibre énergétique entre production et consommation.

Afin de relever ces challenges, diverses mesures, outils et mécanismes européens, nationaux et régionaux ont été adoptés. L'utilisation rationnelle de l'énergie et le recours aux énergies renouvelables sont les deux principales pistes étudiées et mises en place pour y contribuer.

Cette étude se propose de présenter le développement du secteur énergétique en Guyane et de décrire les perspectives d'avenir.

# 1. Le contexte régissant le secteur énergétique

Le développement du secteur de l'énergie en France s'appuie, d'une part, sur les engagements contractés par la France au niveau mondial pour limiter les émissions de gaz à effets de serre, et d'autre part, sur les objectifs et les moyens de la politique énergétique européenne et française définis par une série de lois qui réglementent le secteur.

## 1.1 Les orientations

### → À l'échelle mondiale

La question du changement climatique s'applique à l'ensemble de la planète nécessitant **une réponse mondiale et coordonnée**. La Convention – Cadre des Nations Unies sur le Changements climatiques, ratifiée aujourd'hui par 186 pays, a initié cette démarche lors du Sommet de la Terre à Rio en juin 1992 et s'est concrétisée par la signature du protocole de Kyoto en 1997.

#### La Convention – Cadre des Nations Unies sur les Changements Climatiques (CCNUCC)

L'objectif fixé par la Convention, entrée en vigueur en 1994, est la « stabilisation des concentrations de gaz à effet de serre dans l'atmosphère à un niveau qui empêche toute perturbation anthropique dangereuse du système climatique ». Pour y arriver :

- Les pays développés, les pays en transition vers une économie de marché et l'Union européenne (UE), figurant à l'annexe I de la Convention<sup>1</sup>, se sont engagés à stabiliser leurs émissions de gaz à effet de serre (GES) d'ici 2000 au niveau de leurs émissions en 1990.
- Les pays développés et l'UE figurant à l'annexe II de la Convention se sont engagés à aider les pays en développement à respecter leurs engagements, notamment en fournissant des ressources financières et en facilitant les transferts d'énergie.

#### Le Protocole de Kyoto

Les pays industrialisés se sont engagés à respecter des quotas de réduction ou de limitation de leurs émissions de GES, et ce en moyenne pour la première période dite d'engagement, soit 2008 – 2012.

Pour l'ensemble des pays signataires, il convient d'atteindre en moyenne 5,2 % de réduction par rapport au niveau de 1990 au cours de la première période d'engagement. L'objectif de l'UE des quinze est une réduction de 8 % du niveau de 1990. Il se partage différemment entre les quinze. Il est, à titre d'exemple, négatif pour l'Allemagne (- 21 %), nul pour la France et positif pour l'Espagne (+ 15 %).

Le protocole de Kyoto, conclu en 1997, est entré en vigueur le 16 février 2005 suite à la ratification du traité par la Fédération de Russie.

<sup>1</sup> La France et la Communauté économique européenne figurent à l'annexe I et à l'annexe II de la Convention.

## → À l'échelle nationale

Sans attendre l'entrée en vigueur du Protocole, la France a élaboré et adopté en 2000 un Programme national de lutte contre le changement climatique (PNLCC) qui, nécessitant un recadrage, a donné lieu en 2004 au Plan Climat.

Le Plan Climat est un plan d'action qui devrait permettre à la France d'atteindre un niveau d'émission de GES équivalent à celui de 1990, soit 565 millions de tonnes équivalent CO<sub>2</sub> (MteCO<sub>2</sub>), dès 2010, tel que prévu par le Protocole de Kyoto. Parmi la série d'orientations qu'il préconise, il est à retenir : la promotion d'un bâtiment plus économe en énergie et plus écologique, le développement des énergies renouvelables (EnR), l'amélioration des pratiques agricoles et la production de bioénergie dans le secteur de l'agriculture.

### 1.2 Le cadre juridique lié au secteur de l'énergie

La directive européenne du 19 décembre 1996 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité a été transposée au droit français par la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, elle-même modifiée par la loi 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

#### La directive européenne du 19 décembre 1996 fixant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité

Cette directive énonce les règles générales d'organisation du secteur électrique pour l'ensemble des Etats membres. L'article 3 impose l'ouverture et la mise en concurrence des opérateurs sur les marchés électriques : « Les États membres, sur la base de leur organisation institutionnelle et dans le respect du principe de subsidiarité, veillent à ce que les entreprises d'électricité, (...), soient exploitées conformément aux principes de la présente directive, dans la perspective d'un marché de l'électricité concurrentiel et compétitif, et s'abstiennent de toute discrimination pour ce qui est des droits et des obligations de ces entreprises. ».

Sa transposition en droit français remet en cause le quasi-monopole d'EDF et nécessite donc une série de mesures pour encadrer réglementairement l'ouverture du marché. La loi du 10 février 2000, modifiée par celle du 3 janvier 2003, répond à cette exigence.

#### La loi 2000-108 du 10 février 2000 réglemente la concurrence dans le secteur

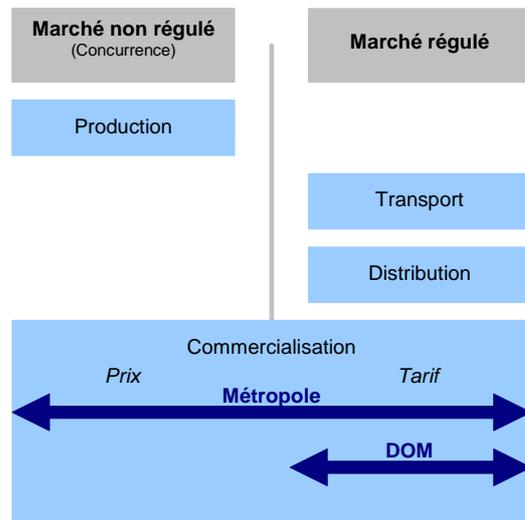
La loi du 10 février 2000 réglemente la mise en concurrence sur le marché et l'organisation du secteur. Elle effectue une distinction entre les 4 activités du secteur de l'électricité :

- **la production** : la loi ouvre désormais cette activité à la concurrence ;
- **le transport** : la loi maintient la compétence de l'Etat sur cette activité qui reste donc publique et monopolistique. Elle a conduit à la création, le 1er juillet 2000, de RTE

(Réseau de Transport d'Electricité) qui a pour mission d'acheter l'électricité nécessaire pour répondre à la demande ;

- **la distribution** : cette activité a toujours été une compétence communale, dont la gestion est déléguée à EDF (qui en a le monopole) ;
- **la commercialisation** : la vente auprès des consommateurs est ouverte à la concurrence.

#### Organisation du secteur de l'électricité



Source : EDF

Dans les DOM, RTE n'existe pas, et c'est EDF-Guyane qui remplit son rôle comme gestionnaire du système.

Pour mettre en place cette nouvelle organisation, la loi du 10 février 2000 a défini et établi une série de dispositifs dont les principaux sont présentés dans ses articles 5, 6, 7, 8, et 10 (Cf. *Annexe 1 : Extraits de la Loi 2000-108 du 10 février 2000*).

Après deux ans d'ouverture du marché de l'électricité, certaines mesures de la loi du 10 février 2000 ont été adaptées et modifiées par la loi du 3 janvier 2003. Les principales dispositions concernées portent sur

l'éligibilité, le mécanisme de compensation des charges de service public et sur la définition de la notion de site de production pour les installations bénéficiant de l'obligation d'achat.

Les articles 5, 6, 7, 8, et 10, présentés ci-après, définissent ces mécanismes et intègrent les modifications adoptées par la loi du 3 janvier 2003.

#### → Institution d'un mécanisme de compensation des charges de service public de l'électricité (CSPE) (Article 5)

Ce dispositif se compose, dans un premier temps, des contributions des clients directement prélevées sur leur facture d'électricité (en 2006 et depuis 2004, la contribution unitaire aux CSPE était fixée à 0,45 centimes d'euro par kWh facturé), et dans un deuxième temps, après avoir été récoltées par la Caisse des dépôts et consignations (CDC), de leur reversement à EDF après évaluation ex-post des montants concernés, afin de compenser :

- les surcoûts résultant de l'obligation d'achat de l'électricité produite par certains types d'installations (éoliennes, photovoltaïque, cogénération etc.),
- les surcoûts de production dans les zones non interconnectées telles que les DOM,
- les coûts résultant de la mise en œuvre du tarif électrique « produit de première nécessité »,
- une partie des coûts supportés par les organismes de fourniture d'électricité en raison de leur participation financière au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

*Les objectifs et fonctionnement de la CSPE sont présentés en annexe 2.*

## → Organisation de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) de production électrique et ses conditions d'exercice (Article 6)

La PPI était auparavant assurée par EDF sous le contrôle de l'Etat. L'article 6 de la loi du 10 février 2000 confie désormais cette prérogative au ministre chargé de l'énergie. Le but de la PPI est d'identifier les investissements nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement en électricité sur le territoire français. Elle « fixe ainsi les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique ».

Les rédacteurs de la PPI s'appuient sur les bilans prévisionnels réalisés tous les deux ans par RTE en métropole et EDF dans les DOM, à la demande du ministère de l'Industrie, dont l'objectif est de vérifier l'adéquation de l'offre à la demande à moyen terme. La PPI n'est pas seulement un exercice prospectif. Par les objectifs qu'elle fixe, elle délimite les initiatives d'installation ou d'élargissement des unités de production. En effet, la DRIRE décerne uniquement des autorisations d'exploiter aux unités de production d'électricité qui rentrent dans le champ des objectifs de la PPI.

La première PPI, datant de 2002, ne prévoyait aucun investissement supplémentaire en Guyane d'ici 2010. Cette prévision a été modifiée par la nouvelle PPI déposée en 2006 qui préconise dès 2011 l'installation d'une nouvelle unité de production d'une puissance de 20 MW. De plus, elle alerte sur les conséquences que va entraîner l'application de l'arrêté du 11 août 1999, qui obligera les moteurs diesel à fermer à la fin 2010, s'ils ne respectent pas les valeurs limites d'émission d'oxydes d'azote. En Guyane, les centrales diesel de Dégrad-des-cannes sont concernées, pour une puissance de 72 MW.

## → Procédures réglementant la mise en œuvre de la PPI tout en respectant la libre concurrence des entreprises sur le marché désormais ouvert de l'électricité (Articles 7,8 et 10)

L'article 7 institue les autorisations d'exploitation délivrée par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de l'installation d'une nouvelle unité de production d'électricité. Le ministère de l'énergie vérifie que cette implantation s'inscrit bien dans la PPI et assure ainsi la transparence de la programmation.

L'article 8, pour sa part, précise la procédure dans le cas d'une décision prise par le ministre chargé de l'énergie de recourir à un appel d'offres, lorsqu'il évalue que les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la PPI. Ces appels d'offres sont organisés par la Commission de régulation de l'électricité (CRE) sur la base de critères fixés par le ministre.

Enfin, l'article 10 institue une obligation d'achat, par EDF et les distributeurs non nationalisés, de l'électricité produite par certaines installations utilisant des énergies renouvelables à un tarif réglementé. Cette obligation d'achat est réservée à certaines catégories d'installations (hydraulique, éolien, photovoltaïque, biomasse, biogaz, géothermie et cogénération) dans des limites de puissance fixées par décret du 6 décembre 2000

(inférieures à 12 MW). Elle est encadrée par la PPI dans la mesure où la loi prévoit que le ministre chargé de l'énergie peut suspendre l'obligation d'achat lorsqu'elle ne répond plus aux objectifs de la PPI.

### La loi 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixe les orientations de la politique énergétique française

Cette loi fixe les quatre objectifs de politique énergétique française pour les trente prochaines années, qui sont :

- contribuer à l'indépendance énergétique nationale et garantir la sécurité d'approvisionnement,
- assurer un prix compétitif de l'énergie,
- préserver la santé humaine et l'environnement, en particulier en luttant contre l'aggravation de l'effet de serre,
- garantir la cohésion sociale et territoriale en assurant l'accès à tous à l'énergie.

Pour les atteindre, quatre principales orientations ont été retenues :

- maîtriser la demande d'énergie,
- diversifier le bouquet énergétique,
- développer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'énergie,
- assurer des moyens de transport et de stockage adaptés aux besoins.

Elles s'accompagnent d'une série de programmes détaillés et d'objectifs chiffrés tels que le **taux de 21 % de production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à atteindre d'ici 2010**. (Cf. Annexe 3 : Principaux objectifs définis dans la loi 2005-781 du 13 juillet 2005)

### Le projet de loi relatif au secteur de l'énergie

Le ministre de l'Économie, des Finances et de l'Industrie a présenté un projet de loi relatif au secteur de l'énergie lors du conseil des ministres du 28 juin 2006. Ce projet devrait être proposé au parlement sous peu. Il prévoit entre autres :

- la transposition complète des directives européennes visant à assurer l'ouverture intégrale des marchés de l'énergie au 1er juillet 2007, qui permettra notamment aux consommateurs de choisir librement leur fournisseur de gaz et d'électricité. Le projet de loi prévoit cependant que ceux qui le souhaitent pourront continuer à bénéficier des tarifs réglementés de l'électricité et du gaz ;
- l'amélioration de la protection et de l'information des consommateurs d'énergie pour permettre le développement d'offres commerciales dans un cadre lisible et sécurisant pour tous et l'obligation pour les fournisseurs d'électricité et de gaz de la création de médiateurs chargés de recommander des solutions aux litiges avec les consommateurs ;
- les conditions de mise en œuvre du projet industriel de fusion proposé par les entreprises Gaz de France et Suez ;
- la filialisation du distributeur en France métropolitaine (les DOM pourront cependant en faire la demande) ;
- la composition de la Commission de régulation de l'électricité (CRE).

### 1.3 Le cadre juridique lié à la spécificité ultramarine

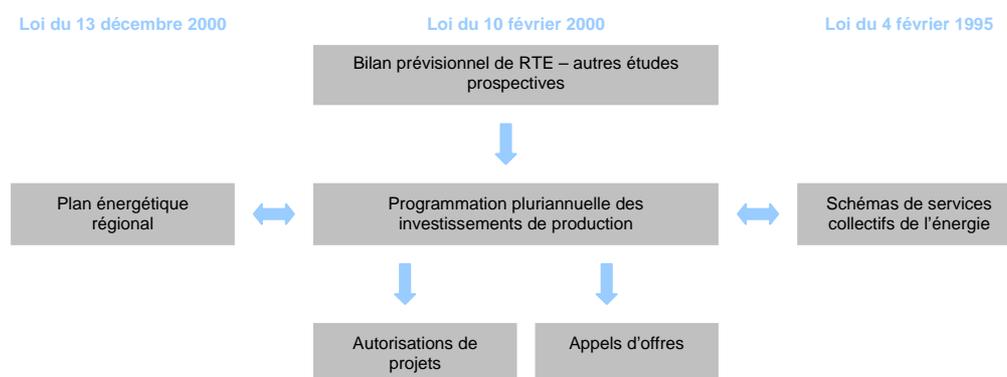
#### La loi du 4 février 1995 d'orientation pour l'aménagement et le développement du territoire

Cette loi, modifiée par la loi du 25 juin 1999, instaure le Schéma de Services Collectifs de l'Energie (SSCE) dont l'objectif est de faciliter et de valoriser la contribution des collectivités territoriales à la politique nationale de l'énergie et au développement durable du territoire. Il s'agit donc d'un document réalisé par l'Etat destiné à définir des objectifs dans une perspective à vingt ans, en matière d'exploitation des ressources locales d'énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. Le SSCE représente pour les collectivités territoriales un outil d'orientation et de planification locale sur l'énergie. Il a été élaboré par la Délégation à l'aménagement du territoire et à l'action régionale en avril 2000. Il souligne le fort potentiel des DOM pour l'utilisation d'EnR et les encourage à poursuivre leur utilisation des dispositifs législatifs, mis à leur disposition, d'incitation aux investissements de production à base d'EnR. Il suggère par ailleurs, le développement d'une politique de maîtrise et d'utilisation rationnelle de l'énergie.

#### La loi du 13 décembre 2000 d'orientation pour l'Outre-mer

L'article 50 accorde aux Conseils régionaux la compétence dans le domaine de la planification énergétique : « Dans le respect de la programmation nationale pluriannuelle des investissements de production d'électricité et du schéma de services collectifs de l'énergie, chaque région de Guadeloupe, Guyane, Martinique et de la Réunion élabore, adopte et met en œuvre, après concertation avec les autres collectivités territoriales, les établissements publics de coopération intercommunale et les producteurs intéressés de son territoire, un plan énergétique régional pluriannuel de prospection et d'exploitation des énergies renouvelables et d'utilisation rationnelle de l'énergie. »

#### Développement du système électrique (sur le réseau interconnecté en Guyane)



## 2. Présentation du système existant en Guyane

### 2.1 Des compétences précisément définies et réparties entre les acteurs locaux

#### A. Les administrations et les agences publiques

- **Le Conseil régional** : La LOOM lui accorde la compétence dans le domaine de la planification énergétique (énergies renouvelables et maîtrise de l'énergie). Il peut également financer des actions.
- **Le Conseil général** : Il est en charge des services de transport et des programmes d'équipement rural. Pour le secteur de l'énergie, il est donc responsable de l'électrification rurale du territoire. Il peut proposer une planification mais la décision reste communale. Il peut également apporter un soutien logistique et financier.
- **Les Communes et les Communautés de communes** (CCCL, CCOG, CCEG) : Les communes ont, lorsqu'elles ne sont pas connectées au réseau électrique, en charge la production et la distribution de l'électricité. Sur l'ouest guyanais, cette mission a été déléguée à la communauté de communes de l'ouest Guyanais (CCOG). Sur ces communes ou communautés de communes, les installations de production sont assimilées, pour leur investissements, à des équipements de distribution et pour leur fonctionnement, à de la production. Les communes financent donc aussi bien les ouvrages de distribution (réseaux) que ceux de production (centrales diesel, photovoltaïques, ...). Elles bénéficient, à ce titre, de fonds européens (FEOGA) et des aides du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ, p. 33). La CCOG et certaines communes ont confié la gestion de leurs équipements à EDF à travers un contrat de concession.
- **La DRIRE** : Elle intervient sous l'autorité du Préfet en tant que service instructeur ou chargé du contrôle pour les installations de production et de transport de l'électricité. Ses missions ont alors pour objet la sûreté des ouvrages et le contrôle du respect des dispositions législatives et réglementaires pour l'établissement et l'exploitation des ouvrages de production et de transport de l'électricité.
- **La DIREN** : Elle met en œuvre la réglementation en terme d'environnement et contrôle son application. Elle gère également les fonds FEDER alloués à la mesure 11-7 du DOCUP "Infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu urbain".

- **La DAF** : Elle exerce la responsabilité de l'établissement de projets pour le compte du Conseil général et attribue aux communes des financements FACÉ dans les opérations d'électrification rurale dont elle assure souvent la conduite d'opération. Elle gère également les fonds du FEOGA alloués à la mesure 11-6, "Infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu rural".
- **L'Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie (ADEME)** :  
L'ADEME relève de la fusion en 1992 de 3 agences, dont l'Agence française pour la maîtrise de l'énergie qui était implantée en Guyane depuis 1982. C'est un établissement public à caractère industriel et commercial dont les missions principales sont :
  - le renforcement de la maîtrise de l'énergie par la promotion de l'efficacité énergétique et des énergies renouvelables,
  - la protection de l'environnement,
  - la gestion des déchets.

Ces missions consistent essentiellement en assistance technique et prospective dans une démarche de développement durable.

L'équipe de travail de l'ADEME Guyane compte huit agents spécialisés et des relais à la Chambre de commerce et d'Industrie depuis 2003, à la Chambre des métiers et de l'artisanat depuis 2005, au Point info énergie du Parc Naturel Régional et à l'association AQUAA (Association pour une qualité urbaine et architecturale amazonienne) depuis 2005.

L'agence gère les ressources du Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME) sous contrôle du Comité de Gestion et participe à l'instruction des projets éligibles au financement des fonds européens (DOCUP).

## B. Les opérateurs du secteur

- **La SARA (Société anonyme de la raffinerie des Antilles)** :
  - a le monopole d'approvisionnement pour tous les hydrocarbures (sauf huiles minérales et synthétiques),
  - ne dispose pas de raffinerie en Guyane (il en existe une en Martinique),
  - agit comme prestataire de service à la demande des pouvoirs publics en exploitant depuis 1981 les dépôts pétroliers de la région Guyane et le dépôt de Kourou,
  - gère le stockage des produits pétroliers mais n'intervient pas dans les circuits d'importation qui relèvent de la responsabilité des distributeurs locaux.
- **EDF (Electricité de France)** :  
**Sur le littoral guyanais, la production, le transport, la distribution ainsi que la commercialisation d'électricité sont assurés par EDF depuis 1975. EDF emploie 461**

agents en Guyane répartis entre 3 agences d'exploitation du réseau à Cayenne, Kourou et Saint-Laurent-du-Maroni, 3 agences et 2 points d'accueil de la clientèle et un groupe d'intervention au Larivot.

EDF établit les prévisions de consommations pour construire le Bilan Prévisionnel d'Investissement (BPI) qui alimente la PPI.

**Sur les communes hors du réseau du littoral, la production et la distribution d'électricité sont à la charge des communes ou de la communauté de communes** dans le cas de la CCOG. En novembre 2003, EDF a signé avec la CCOG une convention de concession d'électricité sur le Maroni pour les lieux de vie de plus de 100 abonnés, soit Grand-Santi, Papaïchton, Maripasoula, Apatou et Saül. Cette concession ne tient pas compte de plus d'une centaine de petits hameaux longeant le Maroni. EDF négocie également une concession sur la vallée de l'Oyapock. La fourniture de l'électricité n'ayant pas été déléguée à la Communauté de communes de l'est guyanais (CEEG), EDF traite directement avec chaque commune. Saint-Georges, Ouanary et Régina ont d'ores et déjà signé la concession, et Camopi devraient rapidement les imiter. Ces concessions concernent la distribution et la production d'électricité et donnent compétence d'exploitation à EDF sur cette activité sous réserve que les unités de production électrique répondent aux normes. EDF s'engage, alors, à gérer les équipements et à les rendre dans leur état initial à la fin du contrat de concession. Dans le cas des centrales du Maroni, EDF accepte de les inclure au contrat de concession après mise aux normes correcte des installations. Auparavant, les communes de l'intérieur disposaient d'un contrat d'exploitation par EDF, contrat qui était parfois non écrit. Seule la commune de Saint-élie a toujours géré seule sa production et sa distribution. EDF est compensée par la CSPE des surcoûts de production mais non des surcoûts de distribution. Ce qui explique une certaine réticence de la part d'EDF à intégrer tous les hameaux voisins dans les conventions de concession, se limitant alors aux territoires qu'elle gérait auparavant.

- **SOLELEC Guyane :**

Cette filiale de Tenesol (anciennement Total Energie et désormais appartenant aux groupes EDF et Total) est implantée en Guyane depuis 1996. Ses activités consistent en la commercialisation, l'installation, et l'exploitation de systèmes photovoltaïques.

- **Apex BP Solar Guyane :**

Implantée depuis 1998 en Guyane, son activité repose sur l'ingénierie, la fabrication et la fourniture de systèmes photovoltaïques et thermiques ainsi que leur suivi et leur maintenance. Apex BP Solar s'est, toutefois, retiré du marché guyanais courant 2006.

- **Quelques autres opérateurs** tels que la Société d'ingénierie Guyanaise (SIG) ou EDF-Energies nouvelles (anciennement SIIF, détenue à 50 % par EDF) sont présents sur le marché de l'énergie en Guyane et propose des projets d'installation de nouvelles unités de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables. Mais leur nombre reste limité.

## 2.2 Les différents types d'énergie disponibles...

### A. Les consommations en hydrocarbures entièrement importés ne cessent de croître

L'approvisionnement de produits pétroliers déjà raffinés est assuré essentiellement par la raffinerie de Trinidad. La Société anonyme de raffinerie des Antilles (SARA) a en charge le

Hydrocarbures mis à la consommation	en tonnes				
	2001	2002	2003	2004	2005
Carburants auto (essence + gazole)	78 622	81 542	83 378	82 134	88 526
Gazole (1)	18 590	17 039	16 564	16 841	11 608
Fioul et gazole EDF	55 386	44 000	94 071	72 985	77 265
Kérosène	35 079	27 772	27 391	31 957	33 263
Butane	3 985	4 030	4 226	4 289	4 272
<b>Total</b>	<b>191 662</b>	<b>174 383</b>	<b>225 630</b>	<b>208 206</b>	<b>214 934</b>

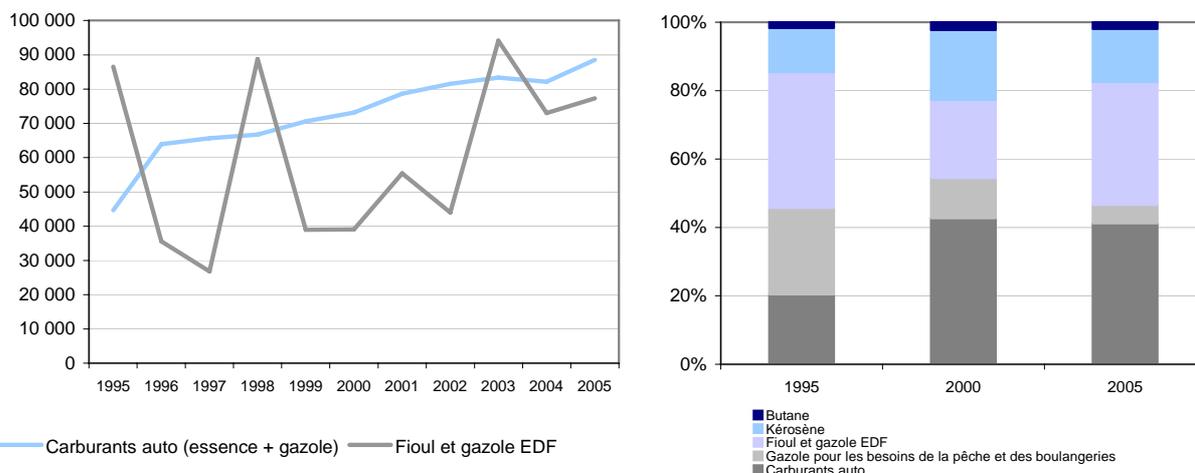
Source : Direction régionale de l'industrie et de la recherche

(1) Chiffres modifiés - gazole pour les besoins de la pêche et des boulangeries

stockage des hydrocarbures sur trois sites : à Dégrad-des-Cannes pour les besoins de l'île de Cayenne, au port du Larivot pour les besoins des bateaux de pêche et à Kourou pour les besoins des communes de l'Ouest. Les hydrocarbures sont principalement destinés à deux types de consommation : les carburants auto ainsi que le fioul et le gazole utilisé par EDF pour ses unités de production d'électricité.

L'utilisation de fioul et de gazole par EDF représente, en 2005, près de 36 % de la consommation totale en hydrocarbures. Son niveau varie fortement d'une année sur l'autre suivant le recours plus ou moins intensif à l'énergie thermique pour produire de l'électricité. En effet, la principale source d'électricité en Guyane étant l'énergie hydraulique, le niveau de consommation en hydrocarbures dépend donc de la pluviométrie. Sur le graphique ci-après, la baisse de la consommation de 1995 témoigne de la mise en service du barrage hydroélectrique de Petit-saut. Les deux fortes augmentations de 1998 et de 2003 sont liées à deux années de sécheresse constatées sur le département.

Evolution et répartition par type d'hydrocarbures consommés



Source : Direction régionale de l'industrie et de la recherche

Les carburants auto représentent, en 2005, plus de 41 % des hydrocarbures importés. Leur consommation suit une progression constante, avec un taux de croissance annuel moyen entre 2000 et 2005 de 3,9 %, qui va de paire avec l'augmentation du parc automobile sur le

département dont le nombre d'immatriculations de véhicules de tourisme et utilitaires a augmenté en moyenne de 2,5 % par an entre 2000 et 2005.

### Les biocarburants<sup>1</sup>

La Guyane ne produit et n'importe pas aujourd'hui de biocarburants. **Le développement de cette filière est actuellement à l'état de recherche** visant l'identification des plantes tropicales capables de fournir de l'huile et de l'alcool (étude de la faisabilité agronomique de ces plantes, des caractéristiques du produit, et de l'implantation d'un site pilote de production).

L'utilisation avec ou sans production locale de biocarburants fait l'objet de nombreuses réflexions. L'ADEME propose un tableau récapitulatif présentant, pour chaque type de biocarburants et de méthode de procuration (production locale, transformation, importation de produits finis), les avantages et inconvénients du lancement de la filière. (*Cf. annexe 4 : Actions préconisées par l'ADEME pour le développement de filières biocarburants – essence et biocarburants – gazole en Guyane*)

## B. En Guyane, la production électrique suit deux schémas distincts

### 1. Un réseau interconnecté géré par EDF et des sites isolés régis au cas par cas

Sur les 22 communes de la Guyane, 12 ne sont pas raccordées au réseau EDF. Dès lors, la fourniture d'électricité en Guyane suit deux schémas distincts selon leur appartenance ou non au réseau du littoral, dit réseau interconnecté.

#### Sur le réseau interconnecté

Toute la production d'énergie électrique alimentant le réseau est réalisée à partir de **trois sources gérées par EDF** :

- le barrage hydroélectrique de Petit-Saut dans la commune de Sinnamary d'une puissance de 116 MW, utilisé à pleine capacité,
- la centrale thermique de Dégrad-des-Cannes d'une puissance de 112 MW (9 diesels de 8 MW et 2 turbines à combustion de 20 MW unitaire),
- la centrale diesel de Kourou, fermée en 1996, mais où une turbine d'une capacité de 20 MW a été maintenue.

Cependant, la nouvelle PPI et les différents mécanismes mis en place par la loi du 10 février 2000 encouragent l'installation de nouvelles unités de production sur le réseau et favorise l'arrivée sur ce marché de concurrents privés attaquant le quasi-monopole d'EDF.

#### Hors du réseau interconnecté

Il s'agit de communes ou de sites isolés. EDF détient sur certaines communes le long du Maroni une concession de distribution et de production, la production restant ouverte à d'autres opérateurs qui pourraient revendre à EDF l'électricité produite.

---

<sup>1</sup> Les biocarburants sont des carburants liquides ou gazeux obtenus avec des matières organiques végétales ou animales (biomasse).

EDF gère dix sites isolés alimentés par :

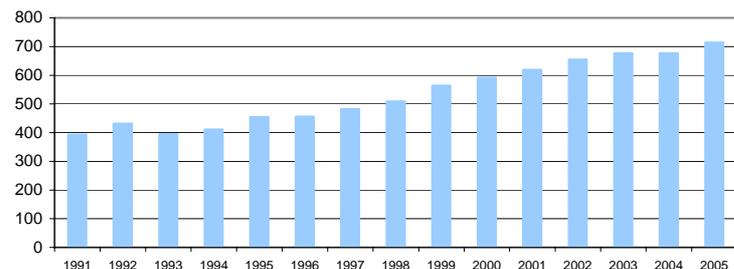
- neuf petites unités diesel<sup>1</sup>,
- une unité hydraulique (Saint-Georges avec la micro centrale hydraulique de Saut Maripa d'une puissance de 1,3 MW),
- et deux unités photovoltaïques (Saül et Kaw).

En 2005, EDF a livré 714,2 gWh pour une consommation finale de 646,8 gWh. La différence entre l'énergie livrée et la consommation électrique facturée par EDF s'est élevée en 2005 à 67,4 gWh. Cet écart inclut non seulement les pertes en ligne (effet Joule), mais également la consommation d'électricité provenant des raccordements illégaux.

2005	en kWh	en %
<b>Consommation électrique</b>	<b>646 817 340</b>	
<b>Energie livrée au réseau</b>	<b>714 228 101</b>	<b>100%</b>
<i>Diesels Dégrad-des-Cannes (DDC)</i>	<i>255 799 800</i>	<i>36%</i>
<i>Diesels communes de l'intérieur</i>	<i>10 488 110</i>	<i>1%</i>
<i>Turbines à combustion DDC et Kourou</i>	<i>21 934 355</i>	<i>3%</i>
<i>Hydraulique Petit-Saut</i>	<i>424 686 240</i>	<i>60%</i>
<i>Hydraulique Saut Maripa</i>	<i>1 306 596</i>	<i>0%</i>

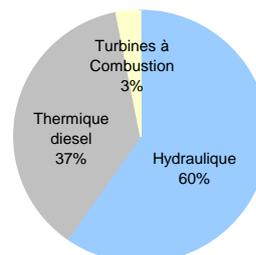
En Guyane, en moyenne 70 % de l'électricité est d'origine hydraulique. En 2005, la pluviométrie a été faible et la part de l'énergie hydraulique dans la production d'électricité ne s'est élevée qu'à 60 %.

Electricité livrée au réseau (en millions de kWh)



Source: EDF - Centre de Guyane

Répartition de l'électricité livrée par type d'énergie en 2005



## 2. Mécanismes et premières mesures mis en place pour pallier aux insuffisances d'ici 2010

### Sur le réseau interconnecté

D'après la PPI de 2006 et les évaluations réalisées par EDF, à l'horizon 2010, la Guyane va être confrontée à deux principales problématiques en terme de besoins en électricité sur le réseau interconnecté :

- d'une part, la forte croissance démographique associée au rattrapage du retard en équipements va creuser les besoins au fil des ans. **Une insuffisance de 20 MW est déjà annoncée d'ici 2011.**
- d'autre part, la centrale de Dégrad-des-Cannes, qui fournit au réseau 112 MW, dont 72 MW grâce aux moteurs diesel, bénéficie jusqu'en 2010 d'une dérogation sur le diesel qui lui permet de dégager un niveau d'émission d'oxydes d'azote plus important que le plafond fixé par l'arrêté du 11 août 1999. Il va donc falloir d'ici 2010, arbitrer entre :
  - effectuer des travaux onéreux de dénitrification des moteurs diesel,

<sup>1</sup> Régina, Kaw, Grand-Santi, Apatou, Papaïchton, Maripasoula, Saint-Georges, Camopi, Ouanary.

– remplacer les installations existantes par des unités neuves répondant aux normes. De plus, les moteurs de la centrale ont une durée de vie de 30 ans. Or, ils ont été installés entre 1982 et 1986 et seront donc inutilisables à partir de 2012 pour les plus anciens et de 2016 pour les plus récents. La pertinence des travaux de dénitrification est donc remise en question. La nouvelle PPI, en prévision du **renouvellement de la centrale**, préconise le recours à des projets de biomasse et d'hydroélectricité au fil de l'eau en complément d'une solution industrielle de remplacement.

### Hors du réseau interconnecté

Ce sont les communes ou les communautés de communes qui engagent des investissements dans de nouvelles unités de production s'adaptant aux besoins. EDF détient des concessions de distribution et de production. Dans la dernière PPI de 2006, les communes de l'intérieur sont explicitement citées. La PPI, d'une part, reconnaît la Communauté de communes de l'ouest guyanais (CCOG) comme autorité concédante depuis 3 ans (ce qui permet de définir les rôles d'EDF et des communes pour l'exploitation du réseau et des moyens de production) et d'autre part, encourage la conclusion d'une mesure similaire pour les communes de l'est guyanais. Par ailleurs, elle prône l'utilisation de l'énergie photovoltaïque sur les sites isolés.

L'installation de nouvelles unités de production est réglementée en France par la loi du 10 février 2000 visant à favoriser l'arrivée de concurrents privés sur ce marché anciennement contrôlé par EDF. Deux mécanismes y sont proposés :

- **par appel d'offres (selon l'article 8)** : l'Etat, en concertation avec la Région Guyane, décidera prochainement du futur moyen de production électrique à implanter pour pallier l'insuffisance de 20 MW (barrage hydroélectrique, centrale thermique etc.) et lancera un appel d'offres probablement fin 2007/début 2008. EDF compte d'ores et déjà soumissionner. La commission de régulation de l'électricité (CRE) jugera les différentes propositions dont le principal critère est le prix de vente du kWh. Une fois le marché alloué, l'unique distributeur, EDF, rachètera les kWh de l'opérateur sélectionné.
- **par simple autorisation de l'Etat (selon l'article 7)** : des opérateurs privés ou publics (tels que la Société d'ingénierie guyanaise, EDF énergies nouvelles, Cr'éole etc.) peuvent proposer des projets d'implantation d'unités de production à la DRIRE. Cette dernière vérifie la conformité de ces projets avec la PPI et leur délivre si tel est le cas une autorisation d'exploiter.

**Il existe un troisième cas de figure** applicable lorsqu'il s'agit de **l'implantation de nouvelles unités de production qui utilisent des EnR**. Dans ce cas, en plus de la simple délivrance de l'autorisation d'exploitation, la DRIRE instruit également une demande d'obligation d'achat par EDF de l'électricité produite. L'obligation d'achat est soumise à des tarifs fixés par arrêté (à titre d'exemple : 40 centimes d'€/kWh pour l'énergie photovoltaïque ou 10 centimes d'€/kWh pour la géothermie).

*(Cf. Annexe 5 : Procédures pour l'implantation de nouvelles unités de production).*

### **Des mesures pour favoriser la concurrence sur le marché de la production électrique**

Afin d'encourager l'arrivée de nouveaux investissements de production électrique par EDF ou par des opérateurs privés et favoriser ainsi l'ouverture du marché à la concurrence, l'Etat, par l'arrêté du 23 mars 2006, a opéré une revalorisation du montant des compensations de CSPE applicable dans les cas de surcoûts liés à la non-interconnexion des DOM. En effet, le calcul effectué par la CRE pour évaluer ex-post ces surcoûts et verser en conséquence une compensation à EDF se fonde sur deux éléments : d'une part une compensation des surcoûts d'exploitation (main-d'œuvre, pièces, combustible) et d'autre part une compensation des surcoûts d'investissement. Ces derniers étaient auparavant calculés en appliquant un taux de 6,5 % puis 7,25 % sur la rémunération du capital immobilisé pour les installations de production électrique dans les zones non interconnectées sur les investissements liés :

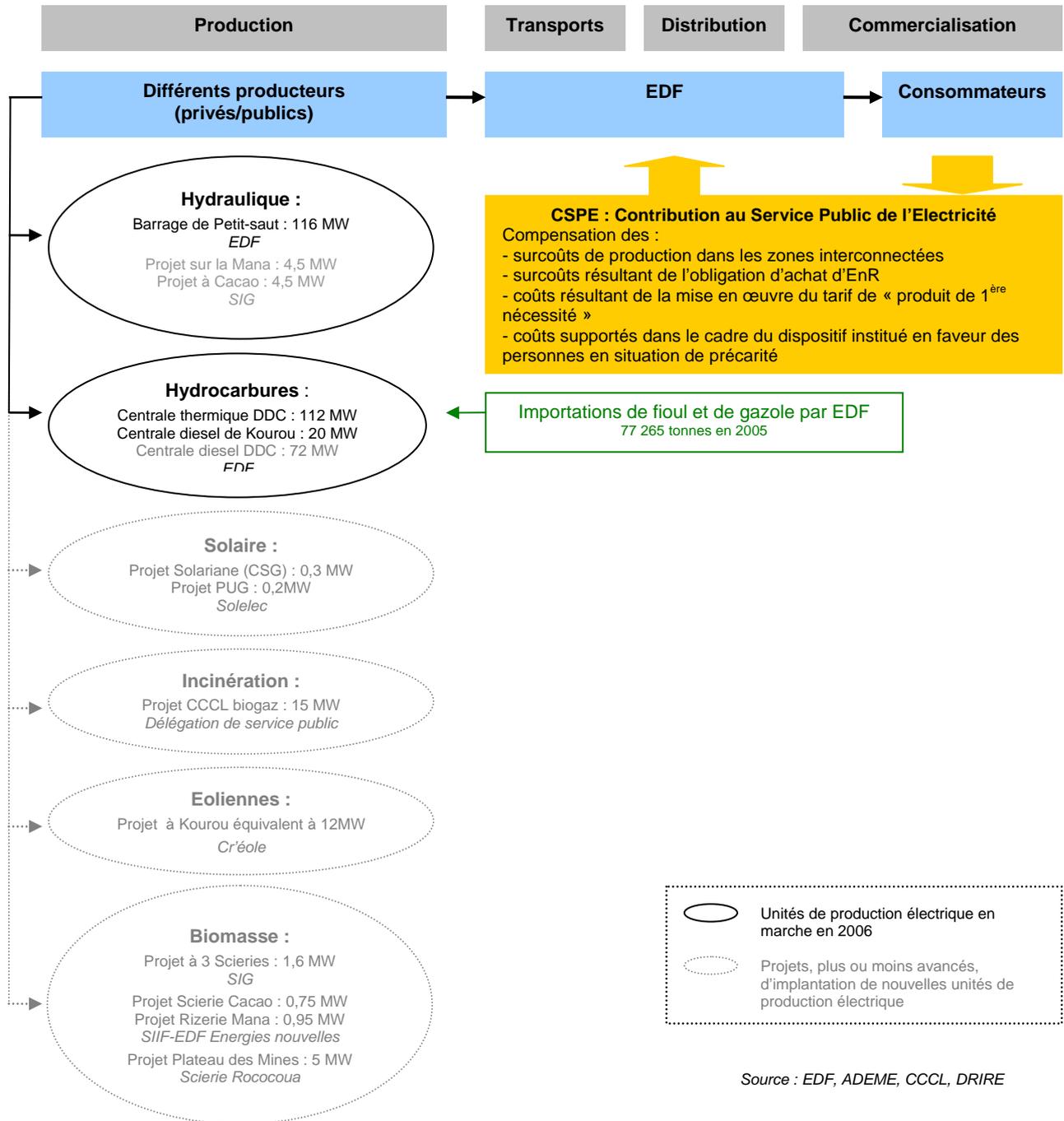
- ✓ à la création de nouveaux moyens de production ;
- ✓ à l'augmentation des capacités de production existantes ;
- ✓ à leur mise aux normes environnementales ou à leur rénovation.

L'arrêté du 23 mars fixe désormais ce taux à 11 %, revalorisant par la même occasion le montant des compensations et permettant ainsi aux nouvelles unités de production, y compris les opérateurs privés qui bénéficient indirectement de cette mesure, de faire face aux surcoûts d'exploitation ou d'investissement précités. Cette revalorisation de la CSPE par la CRE permet en effet aux producteurs indépendants de proposer des prix plus élevés à l'acheteur unique EDF.

De plus, pour favoriser l'implantation d'installations électriques à base d'EnR, l'Etat a également revalorisé par arrêté le 10 juillet 2006, les tarifs d'obligation d'achat rendant ce marché plus attractif pour les opérateurs privés.

De son côté, EDF va déposer à la DRIRE, d'ici fin 2006, un projet de centrale diesel de 72 MW en vue du remplacement des moteurs diesel de Dégrad-des-Cannes.

## Circuit du réseau électrique guyanais (réseau interconnecté du littoral)



### C. Les autres sources d'énergie : le solaire adapté aux sites isolés

#### 1. L'énergie solaire photovoltaïque

Elle transforme directement une partie du rayonnement solaire en électricité. Il existe environ 300 installations en fonctionnement dans les communes de l'intérieur et l'ADEME en estime environ 500 sur le littoral. Cela permettrait une consommation d'environ 950 kWh par an (puissance cumulée des installations photovoltaïques de près de 810 kWcôte).

## 2. L'énergie solaire thermique

Elle consiste à utiliser la chaleur du rayonnement solaire (ex : les chauffe-eau solaires). Selon l'ADEME, il existerait environ 100 installations en fonctionnement en Guyane permettant une consommation d'environ 88,2 MWh par an.

### La biomasse

Les 83 534 km<sup>2</sup> de superficie de la Guyane sont couverts à 94 % par la forêt. Moins de 10 % sont cultivés, aménagés ou construits. La Guyane dispose donc d'un fort potentiel en ressources biomasse. Cependant, les zones d'exploitation forestière sont situées à l'est de la Guyane. Elles sont éloignées de 50 à 100 km du réseau 20 kV et de 100 à 150 km du réseau 90 kV (Cayenne). De plus, la tonne transportée est très coûteuse (plus de 2 fois le prix constaté en métropole). Le Plan énergétique régional (PER) préconise plusieurs projets fondés sur l'exploitation de déchets de scierie ou de la riziculture. Un projet de 1,6 MW à Kourou exploitant les déchets des 3 scieries de Matoury, Rémire-Montjoly et Kourou est en cours de réalisation. Un projet d'exploitation des déchets de la riziculture (prédominante dans l'ouest guyanais) par gazéification portant sur 0,95 MW est en cours de montage par EDF Energies Renouvelables. D'autres hypothèses d'approvisionnement en biomasse sont étudiées telles que l'implantation d'exploitations forestières dans un but uniquement énergétique.

Il est à noter que la production électrique par biomasse est plus onéreuse que celle issue de l'énergie thermique (diesel). Cependant sur certains sites isolés de l'intérieur, le coût de revient du diesel peut s'avérer très important alors que la ressource forestière est proche et son exploitation à des fins énergétiques avantageuse. **L'exploitation de la biomasse peut donc y être compétitive.**

### La co-génération

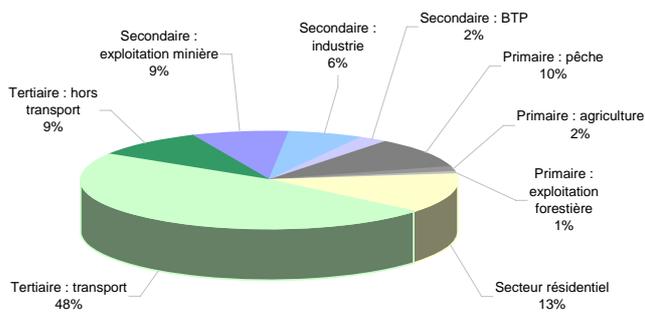
La co-génération est aussi une source énergétique étudiée pour la Guyane. Elle consiste à produire en même temps et dans la même installation de l'énergie thermique (utilisée pour le chauffage et la production d'eau chaude) et de l'énergie mécanique (transformée en énergie électrique). Le PER a ainsi préconisé l'établissement d'une unité de production pour le CSG qui permettra une économie de 7 MW de consommation d'électricité pour la climatisation. Cependant la compensation CSPE appliquée à l'électricité mais non à la production directe du froid (co-génération) rend cette pratique difficilement concurrentielle. De plus, **le nombre de clients potentiels est très limité en Guyane** car la co-génération n'est possible que sur des structures équipées d'installations de climatisation centralisées (seulement quelques administrations, quelques hôtels et le CSG en Guyane).

## 2.3 ... pour répondre aux besoins en Guyane.

### A. Une consommation en énergie essentiellement alimentée par les importations en hydrocarbures...

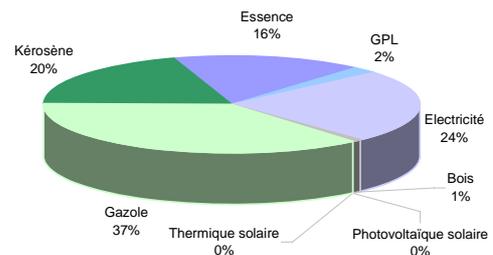
Le bilan énergétique, réalisé dans le cadre du PER en 2000 (*Cf. annexe 6 : Bilan énergétique de la Guyane en 2000*), présente la répartition de la consommation finale énergétique<sup>1</sup> en Guyane (tous types d'énergies confondus). Près de **48 % de l'énergie consommée en Guyane est utilisée pour le transport** (dont le transport aérien). Le secteur tertiaire (hors transport) consomme 9 % de l'énergie totale utilisée dans le département, le secteur secondaire 17 % (dont 9 % pour l'exploitation minière), et le secteur primaire 13 % (essentiellement pour les besoins de la pêche). Enfin, le secteur résidentiel représente 13 % de la consommation finale.

Répartition par secteur de la consommation finale d'énergie en Guyane



Source: Plan énergétique régional

Répartition par type d'énergie de la consommation finale en Guyane



Ce bilan propose également une répartition de la consommation finale par type d'énergie. Il apparaît que près de 75 % de l'énergie utilisée par les consommateurs finals sont des hydrocarbures. En terme de consommation d'énergie primaire<sup>2</sup>, **la part occupée par les hydrocarbures atteint plus de 81 % en 2000 (contre 36 % pour la France)**. La Guyane, important la totalité de ses hydrocarbures, est fortement dépendante énergétiquement de l'extérieur.

Compte tenu de sa forte dépendance aux hydrocarbures, l'avenir énergétique de la Guyane, ainsi que celui des autres DOM, est étroitement lié à la situation du marché du pétrole.

Selon divers experts, la production mondiale de pétrole atteindrait, voire pour certains aurait dépassé, son « pic de Hubbert » (*cf. Annexe 7 : Le pic de Hubbert ou le pic pétrolier*).

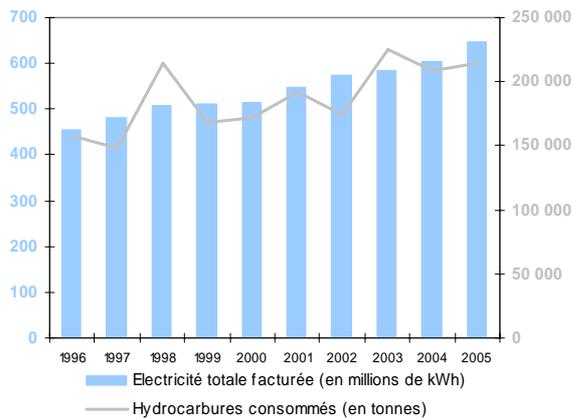
<sup>1</sup> L'énergie finale correspond à l'énergie fournie aux consommateurs.

<sup>2</sup> L'énergie primaire correspond à des produits énergétiques bruts tels que fournis par la nature : bois, charbon, pétrole, gaz naturel, uranium, pour les formes qui ne sont pas renouvelables et énergie hydraulique, solaire, éolienne, biomasse, géothermie, marémotrice pour les formes renouvelables.

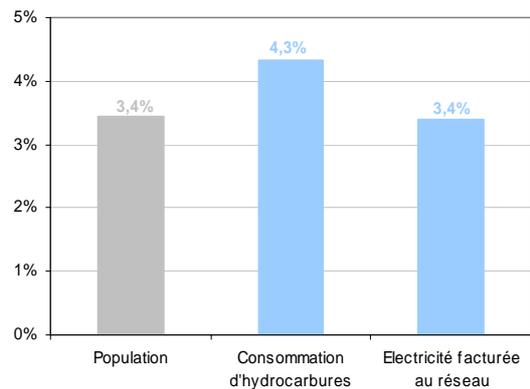
## B. ... dans un contexte de croissance soutenue des besoins.

La Guyane doit faire face à une croissance soutenue de sa demande en énergie, avec, d'une part, une démographie en forte hausse et, d'autre part, une consommation unitaire en énergie de plus en plus importante (avec un taux d'équipement croissant des ménages en électroménagers, véhicules etc.). Alors que la population guyanaise enregistre une hausse annuelle de 3,4 % par an en moyenne entre 1999 et 2004, sur cette même période, **le taux de croissance annuel moyen de l'électricité facturée est également de 3,4 % et celui de la consommation en hydrocarbures de 4,3 %**.

Evolution des consommations d'hydrocarbures et d'électricité

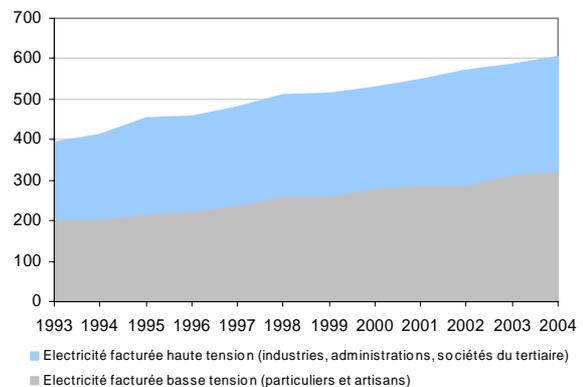


Taux de croissance annuels moyens entre 1999 et 2004



L'augmentation des consommations électriques est observable aussi bien chez les particuliers (réseau basse tension) que chez les professionnels (réseau haute tension). Leurs taux de croissance annuels moyens sont respectivement de 4,2 % et 3,7 % entre 1993 et 2004. La répartition entre ces deux types de consommation reste donc relativement stable oscillant autour de 50 %.

Evolution des consommations électriques



Source: EDF-Guyane

L'accroissement des besoins concerne aussi bien l'électricité (entre 1996 et 2005, l'électricité facturée au réseau a augmenté de 42,2 %) que les hydrocarbures (leur consommation a progressé de 36,1 % sur cette même période).

Concernant les hydrocarbures, la Guyane peut d'une part limiter le recours à l'énergie thermique en favorisant l'utilisation d'énergies renouvelables pour sa production d'électricité et d'autre part soutenir l'arrivée, voire la production, de biocarburants sur son territoire.

Concernant l'électricité, RTE, dans son bilan prévisionnel de 2006, évalue à 839 GWh la demande en 2010 et 1006 GWh en 2015 sur le réseau (contre 647 GWh consommés en 2005). Ces prévisions ne tiennent pas compte du déclassement des centrales de Dégrad-des-cannes qui augmenterait, dès 2010, le besoin en électricité de 72 MW.

**Perspectives de croissance de la consommation d'électricité**

Energie livrée en 2005 (GWh)	Puissance de pointe appelée en 2005 (MW)	Demande 2010 (GWh)	Pointe 2010 (MW)	Demande 2015 (GWh)	Pointe 2015 (MW)
677	103	839	127	1006	152

Source: Bilan Prévisionnel RTE, EDF-Guyane

La Guyane dispose de trois moyens pour limiter cette hausse :

- limiter la croissance de la consommation d'énergie en pratiquant une politique d'**utilisation rationnelle de l'énergie** en évitant les gaspillages énergétiques et en améliorant l'efficacité énergétique du matériel existant<sup>1</sup>.
- augmenter les unités de production en favorisant l'**utilisation d'énergies renouvelables** compte tenu du fort potentiel de la Guyane dans ce domaine et notamment en micro-hydraulique, énergie solaire et biomasse.
- développer les **biocarburants** pour atténuer la dépendance aux hydrocarbures.

## 2.4 Les aspects financiers du secteur

### A. Le coût moyen de production de l'électricité en Guyane...

Actuellement, seules les unités de production électrique d'EDF alimentent le réseau. EDF tient des comptabilités distinctes pour ses deux métiers de base : producteur et distributeur d'électricité. En tant que producteur, le **prix de revient moyen du kWh est quatre fois supérieur à son prix de vente.**

#### 1. Le coût des combustibles dépendant de deux facteurs exogènes

Bien que 70 % de l'électricité en Guyane est produite par l'énergie hydraulique, la part des combustibles reste importante dans la composition du prix de revient global. L'achat de fioul et de gazole à la SARA représente près de 1/6<sup>ème</sup> des charges d'exploitation d'EDF. Cette part, et par conséquent le prix de revient du kWh, varie selon deux facteurs :

- le niveau de pluviométrie qui interagit sur le recours à l'énergie hydraulique (à titre d'exemple, EDF évalue déjà à 80 % la part de l'énergie hydraulique dans sa production d'électricité en 2006 contre seulement 60 % en 2005).
- le prix du baril de pétrole<sup>2</sup> sachant que le reste de l'électricité du réseau interconnecté est produit par l'énergie thermique.

<sup>1</sup> Pour cela, l'ADEME, le Conseil régional et le Conseil général se sont liés avec EDF pour mettre en place le Plan régional de maîtrise de l'énergie.

<sup>2</sup> Le prix d'achat du carburant est négocié par EDF pour l'ensemble des Antilles et de la Guyane.

## 2. Les charges d'exploitation hors combustibles et d'investissement relativement stables

Les charges d'exploitation hors combustibles restent quant à elles relativement fixes. Il en est de même pour les coûts d'investissement dont les quelques variations sont dues essentiellement aux investissements dans les réseaux de transport, car il n'y a eu aucun changement dans l'appareil de production.

### B. ... et son prix de vente...

Le **prix moyen de vente en Guyane est de 4,18 centimes d'€ par kWh**. Ce prix est une pondération compte tenu de l'offre diverse de tarifs<sup>1</sup> selon l'option retenue (tarif bleu ou tarif vert) et les heures d'utilisation (de pointe ou creuses).

Chaque prix se décompose comme suit :

Tarif fixé par le gouvernement (selon la configuration envisagée : tarif bleu/tarif vert, heure de pointe/heure creuse etc.)

- + Contribution à la CSPE : 0,45 c€/kWh en 2005. Ce montant est fixé au niveau national.
- + Prime fixe (équivalent à l'abonnement choisi en € par kWh par an)
- + Redevance de location de transformateur (dans le cas des clients qui sont locataires d'une portion du poste transformateur)
- Minoration pour clients soumis au tarif vert (sous certaines conditions)
- + Octroi de mer : 15 %
- + Octroi de mer régional : 2,5 %

Peuvent s'ajouter des taxes communales (sur certaines communes qui ont voté une taxe) et des taxes départementales.

### C. ... rendent l'activité de production structurellement déficitaire.

En 2005, le chiffre d'affaires d'EDF s'est établi à 55 M€ hors taxes. Il **ne couvre que partiellement les coûts de production rendant l'activité largement déficitaire**. Le dispositif de CSPE permet toutefois à EDF-Guyane de toucher indirectement une compensation des surcoûts dus à sa non interconnexion et ainsi de ne présenter au final qu'un résultat légèrement déficitaire.

Pour la Guyane, la CSPE collectée en 2005, est estimée à 2,9 M€. Après être encaissée par la Caisse des dépôts et consignations, elle est ensuite reversée à EDF au niveau national qui la

---

<sup>1</sup> Avec la péréquation des tarifs entre la métropole et les DOM, les tarifs EDF sont sensiblement les mêmes sur la France entière. L'application de différents taux de TVA, d'octroi de mer, taxes départementales et municipales fait qu'il existe une légère différence de tarification entre la Guyane, les autres DOM et la Métropole. A titre d'exemple, l'abonnement EDF annuel TTC d'une puissance de 6 kVA est de 61,05 € en métropole avec un prix du kWh de 0,1311 € TTC alors qu'en Guyane le même abonnement s'élève à 64,24 € avec un prix du kWh de 0,1211 €.

perçoit globalement pour l'ensemble de ses centres de gestion. Il est donc difficile d'isoler le montant de CSPE consacré à la Guyane. EDF-Guyane l'évalue, néanmoins, entre 60 et 70 M€ chaque année. L'évaluation de cette allocation se fait ex-post. Sa perception effective par EDF est décalée d'un an. EDF négocie actuellement avec la CRE pour procéder plutôt à une estimation ex-ante de la compensation.

EDF rencontre d'autres freins qui pèsent sur les coûts et son activité en Guyane :

- **La taille relative des unités de production et l'insularité du système** : malgré leur petite taille, les moyens de production sont à l'échelle de la Guyane d'une certaine importance. Bien que ne produisant pas énormément d'énergie au regard des standards métropolitains, l'arrêt d'une des unités de production rend la fourniture d'électricité difficile sur l'ensemble du réseau et peut entraîner des coupures. Cette caractéristique associée à l'insularité du réseau (réseau non interconnecté avec un autre réseau) rend le système d'autant plus vulnérable aux arrêts de l'une de ses unités de production.
- La petite taille du système : **sa pointe de consommation atteint seulement 106 MW**, ce qui équivaut à environ 1/1000 de celle en métropole.
- Un environnement agressif : le réseau de distribution et de transport subit de **nombreuses agressions végétales ou animales** (termites entre autres).
- La faible densité démographique du territoire : elle oblige EDF à construire et entretenir **un grand réseau pour peu de clients** : 414 km de lignes haute tension et 856 km de lignes moyenne tension. EDF compte sur le réseau littoral environ 50 000 clients, ce qui n'équivaut qu'à une petite agence en métropole. Par rapport aux autres DOM, EDF-Guyane a le plus petit nombre de clients mais le plus grand réseau.
- Le faible revenu par habitant : il entraîne une **difficulté de paiement des factures** aussi bien de la part des particuliers que des collectivités locales. Le taux de recouvrement est, en effet, relativement bas.
- Le nombre de raccordement illégaux : le taux de perte global de l'énergie livrée au réseau par rapport à la consommation enregistrée est de 9,5 %. Le taux de pertes liées à des problèmes techniques est évalué à près de 4 %, le taux de perte non technique est donc estimé à 5,5 %, ce qui n'est, au demeurant, pas excessif par rapport à d'autres régions. Cependant, ce taux occulte un phénomène rencontré en Guyane : un **marché parallèle de rétrocession de l'électricité** qui n'est pas reflété dans les pertes. Des particuliers revendent l'électricité à d'autres particuliers à partir de leur propre branchement électrique et à des prix probablement très élevés. Avec ce système, le manque à gagner pour EDF se porte sur les primes fixes (abonnement) que les utilisateurs informels n'ont pas à verser. De plus, ces raccordements présentent de gros risques n'étant pas aux normes de sécurité adéquates.

### Projet d'interconnexion électrique entre le Suriname et la Guyane

Pour pallier cet isolement et atténuer les obstacles qu'il induit, une étude de faisabilité pour un projet d'interconnexion électrique entre le Suriname et la Guyane est en cours. Ce projet d'une puissance de 30 MW nécessiterait toutefois la réalisation de 150 km de lignes du côté

surinamais. Il vise l'optimisation de la gestion des systèmes électriques des deux territoires par :

- une meilleure utilisation de la ressource hydroélectrique constituée par les barrages d'Afobaka au Suriname et de Petit-Saut en Guyane,
- la réduction du recours aux moyens de production thermique et donc la réduction des consommations de combustibles fossiles importés et des émissions de gaz à effets de serre,
- une plus grande stabilité et une plus grande fiabilité du système électrique global.

Le but de cette interconnexion est ainsi d'éviter les coupures ou les insuffisances en électricité de part et d'autre du Maroni. En effet, tant le Suriname que la Guyane française sont fortement dépendants de la pluviométrie en matière de production électrique : 75 % de l'électricité générée au Suriname est hydraulique, le reste étant thermique (donc dépendante du fioul et du gazole). Il en est de même en Guyane où près de 70 % de l'énergie produite est hydraulique.

L'étude de faisabilité a été divisée en deux parties :

- pour la partie surinamaïse, elle est sous la responsabilité du Ministère de la planification et de la coopération pour le développement du Suriname ainsi que de la société d'électricité surinamaïse EBS (Energie Bedrijven Suriname). Elle est réalisée par la société belge Tractebel et est financée à hauteur de 290 197 € par l'AFD (Agence française de développement).
- du côté guyanais, a été lancée par EDF l'étude de faisabilité d'un coût total de 315 mille euros, avec l'appui financier de l'initiative communautaire Interreg III-B. Le FEDER finance cette partie à hauteur de 157 mille euros. Les résultats provisoires montrent l'intérêt de cette interconnexion mais laissent apparaître un frein possible. Pour l'heure, la production à partir de l'énergie hydraulique du Suriname est en surplus mais compte tenu seulement de sa forte croissance démographique, toute son énergie hydraulique sera absorbée d'ici 2012. Une interconnexion semble donc intéressante à condition que le Suriname se dote de nouvelles unités de production d'électricité. Le but étant de favoriser l'utilisation d'EnR, EDF attache de l'importance à ce que cette électricité soit d'origine hydraulique.

#### D. Les tarifs de rachats de l'électricité produite par les énergies renouvelables et son application en Guyane

Selon l'article 10 de la loi du 10 février 2000, EDF a l'obligation d'acheter l'électricité d'origine renouvelable produite sur le réseau au tarif fixé par l'arrêté d'avril 2002. Ses prix de rachat s'établissaient en moyenne à 6-6,5 centimes d'€ par kWh. Ils étaient **très faibles pour que la production d'EnR soit rentable en Guyane et que de nouveaux opérateurs arrivent sur ce marché** (leurs coûts de production varient entre 13 à 19 centimes d'€ par kWh). Afin d'y remédier, le ministère de l'Industrie a augmenté ces tarifs, par l'arrêté du 10 juillet 2006, en distinguant, pour certains types d'énergies, les tarifs applicables en métropole et ceux dans les DOM (*cf. Annexe 8 : Tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables prévus par la réglementation*).

Dans les faits, EDF-Guyane serait prêt, pour soutenir l'arrivée de producteurs privés et favoriser l'utilisation d'EnR, à négocier un prix d'achat plus attractif, sous réserve d'accord préalable de la CRE pour compenser par la suite les surcoûts enregistrés. En effet, le rachat par EDF des EnR lui donne le droit de toucher une compensation financière dans le cadre du mécanisme de la CSPE qui vient s'ajouter à celle qui lui est versée pour pallier les surcoûts liés à son isolement. Mais les montants compensés doivent être auparavant validés par la CRE. Pour l'heure, EDF ne pratique donc aucun rachat d'EnR en Guyane.

**Dans ce contexte, la concurrence est favorisée** et quelques projets d'installation d'unités de production électrique à base d'EnR ont été proposés à la DRIRE afin d'obtenir une autorisation d'exploitation et de revente à EDF telle que prévu dans l'article 7 de la loi du 10 février 2000.

## **3. La politique énergétique en Guyane et sa mise en application**

### **3.1 Les documents directeurs propres à la Guyane**

#### **A. Le Plan énergétique régional (PER)**

Le PER définit sur une période de vingt ans le contenu d'une politique de demande et d'offre énergétique centrée sur l'amélioration de l'efficacité énergétique et la valorisation des énergies disponibles en Guyane. Réalisé en 2004, le PER de Guyane donne un état des lieux de la situation énergétique de la Région et permet selon deux schémas distincts (l'un suivant une politique volontariste et l'autre une politique de laisser-faire) d'établir le bilan énergétique à 20 ans de la Guyane.

Il dégage plusieurs orientations et recommandations pour la Guyane et les accompagne de propositions d'actions. Ces dernières servent de base de travail aux décideurs du secteur qui les reprennent dans le Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME).

#### **B. Le Schéma départemental d'électrification rurale**

Le Conseil général a la charge de l'électrification rurale. Dans ce cadre, il a élaboré, en 2003, un Schéma départemental d'électrification rurale, document de planification du service énergétique dans les communes de l'intérieur. Après un état des lieux de la demande et de l'offre électrique, il présente un plan d'actions à court terme et à moyen terme en fonction des orientations stratégiques retenues.

#### **C. Le Schéma d'électrification de la CCOG**

La communauté de communes de l'ouest guyanais (CCOG) a réalisé un schéma d'électrification en 2003–2004 proposant une évaluation des financements nécessaires pour l'électrification du Maroni.

#### **D. Le Schéma régional de développement économique (SRDE)**

Le Conseil régional a entrepris l'élaboration d'un SRDE en Guyane, pour répondre à la loi du 13 août 2004 relative aux libertés et responsabilités locales, qui confère à la Région la coordination, sur son territoire, des actions de développement économique des collectivités territoriales et de leurs groupements. Ce document définira les orientations stratégiques de

la Région en matière économique, en appuyant son rôle de pilotage en ce qui concerne les aides aux entreprises et autres outils financiers disponibles pour le développement économique.

Pour le secteur énergétique, deux actions ont été proposées et devraient être intégrées dans la démarche du SRDE :

- développer la production d'EnR pour l'électricité,
- développer la production d'EnR, les biocarburants et les transports propres afin de réduire la dépendance énergétique de la Guyane vis-à-vis de l'extérieur.

### 3.2 De nombreux dispositifs et outils financiers sont disponibles en Guyane pour encourager le développement du secteur

Afin de mettre en place les orientations identifiées par les documents directeurs, les acteurs du secteur disposent d'une série d'outils et d'aides.

#### L'ADEME

Centre de ressources pour la généralisation de bonnes pratiques et l'intégration des activités humaines dans le milieu amazonien, l'ADEME se veut l'interlocuteur naturel et le partenaire de référence des collectivités pour les assister dans la prévention des risques technologiques, la lutte contre le changement climatique et l'épuisement des ressources. Ce qui se traduit, dans le secteur énergétique, par des programmes d'assistance technique et de conseil pour le développement des énergies locales (solaire, hydraulique, biomasse, éolien, biocombustibles et biocarburants), l'utilisation rationnelle de l'énergie dans le bâtiment, la maîtrise des consommations d'électricité dans l'habitat et le tertiaire. Elle compte également un programme d'éducation à l'environnement.

#### A. Le Programme régional de maîtrise de l'énergie (PRME)

##### 1. Cadre et organisation

Dans le cadre du Contrat de plan Etat-Région (CPER), l'ADEME, la Région, le Département, l'Etat, et EDF ont signé un accord cadre pour la période 2003-2006 concernant la maîtrise de l'énergie et des infrastructures liés à la production et au développement des énergies notamment renouvelables.

Après définition du rôle et des compétences de chacun des signataires, cet accord vise à définir les objectifs prioritaires et le programme d'actions en matière énergétique pour la période concernée : le PRME. Sa fin étant prévue fin 2006, un nouvel accord devrait bientôt être signé. Dans ce cadre, chaque année les partenaires signent une convention annuelle qui propose une orientation au PRME pour l'année ainsi qu'une répartition financière prévisionnelle par programme.

Pour la période 2003–2006, les partenaires se sont fixés comme objectifs de :

- poursuivre les efforts d'économie et de substitution d'énergie et de matières premières,
- mobiliser les gisements d'EnR existants,
- favoriser le développement de la recherche et des filières locales,
- développer les synergies au niveau régional et favoriser les transferts de savoir-faire.

Afin d'y parvenir, toutes les parties se sont engagées à mobiliser un montant total de 3 millions d'euros sur les 4 ans (soit 762 mille euros par an) :

- 508 mille euros pour la Région (soit 127 mille euros par an),
- 508 mille euros pour le Département (soit 127 mille euros par an),
- 1 016 mille euros pour l'ADEME (soit 254 mille euros par an),
- 1 016 mille euros pour EDF (soit 254 mille euros par an).

La gestion de ces aides financières est déléguée à l'ADEME. Elles sont versées sur une ligne budgétaire spécifique de l'ADEME intitulée « Programme régional pour la maîtrise de l'énergie ».

La procédure de subventionnement est clairement définie. Il existe deux comités où chacun des partenaires est représenté :

- le comité technique étudie en premier lieu les demandes de subventions des porteurs de projets ou fait des propositions pour les projets portés par le PRME lui-même. Il émet ensuite un avis.
- le comité de gestion donne l'accord et le montant alloué aux projets retenus.

Bien que l'ADEME assure le secrétariat de ces deux comités, chaque partenaire peut proposer des projets lors de ces comités. Le suivi technique est réparti entre les différents membres, selon leur compétence.

## 2. Mise en œuvre et réalisations

Trois principaux programmes ont été définis dans le cadre du PRME :

1. Lutte contre le gaspillage énergétique,
2. Amélioration de l'efficacité énergétique du matériel existant (recours aux lampes basse consommation (LBC), au chauffe-eau solaire, utilisation de biocarburants etc.),
3. Recours accru aux énergies renouvelables.

Plusieurs opérations ont été initiées, notamment, **au moyen d'outils promotionnels** (publicités, brochures grand public) **et de formations** aux professionnels (plombiers, artisans du bâtiment, etc.). Ces actions reposent, entre autres, sur des partenariats avec divers organismes (Chambre de commerce et d'Industrie, Chambre des métiers et de l'artisanat et Parc Naturel Régional) mais aussi sur la mise en place de chartes de qualité telles que Opticlim, qui est une labellisation des installateurs de climatisation (une dizaine d'artisans formés en Guyane depuis sa création) et Climadom, un label national en cours de création.

Une partie de l'action du PRME vise l'utilisation rationnelle de l'énergie (URE) dans les bâtiments. La grande difficulté, rencontrée par les acteurs du PRME en Guyane, pour mener une politique d'utilisation rationnelle de l'énergie, réside, entre autres, dans l'absence de certification spécifique aux DOM. Le concept de Haute Qualité Environnementale des bâtiments<sup>1</sup> (HQE), reconnu et utilisé en France, ne répond pas aux spécificités de l'outre-mer. L'ADEME souhaite donc établir une démarche propre à la Guyane : la Qualité Environnementale Amazonienne (QEA), qui permettra de donner des prescriptions pour la construction, adaptées au climat amazonien.

Il existe, cependant, plusieurs outils tels que les labels expérimentaux Ecodom (logements résidentiels), Sikodom (bâtiments scolaires) et Rehabdom (réhabilitation) qui engagent les constructeurs à respecter certaines prescriptions de construction, consignées dans un cahier des charges. Ecodom fait partie du PRME alors que Sikodom et Rehabdom sont des programmes entièrement gérés et financés par l'ADEME.

En Guyane, de 1997 (date de la mise en place d'Ecodom en Guyane) à 2004, 9 projets sociaux comptant 415 logements et 54 projets individuels ont été présentés. Seulement 246 logements sociaux et 20 maisons individuelles ont été aidés. Pour les maisons individuelles, les surcoûts constatés sont de l'ordre de 6,5 % et, pour les logements sociaux, de 2,6 %.

#### Montant des primes Ecodom

Type de logement	T1	T2	T3	T4	T5	T6
Prime (euros)	570	990	1410	1 830	2 250	2270

Source: ADEME

Au total, le montant des primes versées par l'ADEME et EDF entre 1997 et 2004 s'élève à 181 432 €, 27 160 € pour la construction individuelle et 154 272 € pour les logements collectifs.

Le montant des primes accordées n'a pas évolué alors que dans le même temps, les coûts de la construction ont progressé de 11,19 %.

**Le PRME soutient également le développement des EnR** se traduisant par plusieurs initiatives privées d'implantation d'unités de production d'électricité à partir d'EnR (cf. p18).

<sup>1</sup> Il ne s'agit pas d'une réglementation ni d'un label, mais d'une démarche volontaire de management de la qualité environnementale des opérations de construction ou de réhabilitation de bâtiment.

### Projets d'unités de production d'électricité à partir d'EnR

	Opérateur	Puissance	Etat d'avancement
<b>Hydraulique</b>			
- Sur la Mana en amont de Saut Sabbat	SIG	4,5 MW	Mise en service prévue fin 2007 mais en attente du permis de construire
- Sur Cacao: Saut Bief	SIG	4,5 MW	EDF et SIG étudient une solution pour raccorder ce site au réseau mais la faisabilité semble limitée
- Sur l'Approuague	SIG		Au stade de l'étude
<b>Biomasse</b>			
- A partir des déchets des 3 scieries (Kourou, Matoury, Rémire-Montjoly)	SIG	1,6 MW	Mise en service prévue début 2007
- A partir des déchets de la scierie de Cacao	EDF Energies renouvelables	0,75 MW	En attente
- A partir des déchets des rizeries de Mana	EDF Energies renouvelables	0,95 MW	En attente
- A partir des déchets de la déforestation du plateau des mines (SLM)	Scierie Rococoua	5 MW	Début des démarches
<b>Solaire</b>			
- Solariane (panneaux photovoltaïques sur le parking du CNES)	Solélec	0,3 MW	En attente
- Toiture photovoltaïque au PUG	Solélec	0,2 MW	En attente
<b>Eolien</b>			
- Implantation d'éoliennes sur Macouria et Guatemala	CR'EOLE	12 MW	Au stade de l'étude (mesures du vent sur les terrains envisagés)

Sources: EDF, ADEME

### 3. Etat financier du PRME

La maquette du budget du PRME 2003–2006 s'élève au total à 3 048 984 €.

Plus de la moitié est consacrée à l'utilisation rationnelle de l'énergie et au développement des énergies renouvelables. Et près d'un tiers est destiné aux communes de l'intérieur et à leur alimentation en électricité. Le PRME finance également des actions de communication (auprès des professionnels, des décideurs et du grand public) et prévoit la création d'un observatoire régional de l'énergie.

#### Maquette du budget du PRME 2003-2006

<b>Littoral raccordé au réseau</b>	
utilisation rationnelle de l'énergie	
<i>bâtiment</i>	500 000
<i>secteur de la pêche</i>	50 000
<i>maîtrise de la consommation des ménages</i>	200 000
<i>économie d'énergie dans les secteurs tertiaires et industriels</i>	200 000
<i>études de l'évolution de la demande d'électricité</i>	Cf observatoire
développement des énergies renouvelables	
<i>électrification des sites isolés (photovoltaïque en défiscalisation)</i>	0
<i>production d'électricité sur le réseau EDF (bois exclusivement)</i>	200 000
<i>consommation d'électricité évitée</i>	498 984
<b>L'intérieur non raccordé au réseau électrique</b>	
<i>planification territoriale</i>	100 000
<i>alimentation des bourg (micro-hydraulique, bois)</i>	300 000
<i>alimentation des écarts (pico-hydraulique, photovoltaïque)</i>	500 000
<b>La communication</b>	
<i>communication autour des réalisations</i>	100 000
<i>sensibilisation des décideurs</i>	100 000
<i>communication grand public</i>	100 000
<b>L'observatoire régional de l'énergie</b>	
<i>étude de l'évolution de la demande d'électricité (préliminaire)</i>	100 000
<i>traitement, actualisation, mise à disposition des données annuelles</i>	100 000
<b>Total</b>	<b>3 048 984</b>

Source : PRME

Les fonds européens ne sont pas contractualisés dans le cadre du PRME. Ils ne sont donc pas inclus dans ce budget.

## B. Les fonds européens et leurs contreparties nationales

La prochaine programmation des fonds européens pour la période 2007–2013, intitulée Programmes opérationnels (PO), est en cours d'élaboration. Elle prévoit d'ores et déjà de soutenir le développement du secteur énergétique notamment par l'introduction des biocarburants.

La programmation actuelle, le Document unique de programmation (DocUP) 2000–2006, touche à sa fin. Sous l'axe 11 « Promouvoir une politique d'aménagement du territoire et de valorisation de l'environnement », deux mesures concernent le développement du secteur énergétique en Guyane.

### 1. La mesure 11.6 : « Infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu rural »

Financée par le Fonds européen d'orientation et de garantie agricole (FEOGA) et gérée par la DAF, cette mesure vise à soutenir l'électrification des zones rurales afin que l'ensemble de la population du département puisse bénéficier d'un égal accès à une source d'énergie. Cette électrification concerne aussi bien le **développement des réseaux que leur restructuration ou l'enfouissement des lignes électriques.**

Etat d'avancement de la mesure 11.6 du DOCUP (juillet 2006) en milliers d'euros

	Coût total éligible	UE (FEOGA)		Contreparties nationales			Dépense privée
				Etat	Région	Département	
Maquette	13 938	6 647	900	550	2 341	3 500	0
Programmé	15 302	5 837	1 204	528	580	7 153	0
Engagé	15 302	4 320	1 140	163	319	9 360	0
Payé	7 476	2 644	504	65	136	4 128	0

Source: DAF

### 2. La mesure 11.7 : « Infrastructures liées à la production et au développement des énergies, notamment renouvelables, en milieu urbain »

Financée par le Fonds européen de développement régional (FEDER) et gérée par la DIREN avec le soutien technique de l'ADEME pour les aspects concernant les domaines de l'énergie et des déchets, cette mesure vient compléter les actions entreprises dans le cadre du PRME. Elle vise à assurer la satisfaction des besoins en renforçant l'indépendance énergétique de la Guyane au moindre coût pour le consommateur et l'environnement. Elle consiste donc à **initier des actions de sensibilisation, à apporter un soutien à la promotion des EnR, et à mettre en place une politique dynamique de maîtrise de la demande.** Cette mesure a donc vocation d'apporter des aides aux études et aux travaux, des aides aux équipements, et à soutenir la diversification des sources d'énergie.

## Etat d'avancement de la mesure 11.7 du DOCUP (juillet 2006)

en milliers d'euros

	Coût total éligible	UE (FEDER)	Etat	Contreparties nationales				Dépense privée
				Région	Département	Autre collectivité	Autre public	
Maquette	8 879	3 391	1 631	480	2 462	0	0	915
Programmé	7 188	2 323	1 536	42	70	-88	1 387	1 918
Engagé	7 188	1 765	881	157	71	41	698	3 575
Payé	3 611	1 444	876	15	66	-98	640	668

Source: DIREN

## C. Les autres outils

## 1. Fonds d'amortissement des charges d'électrification (FACÉ)

Créé en 1936 pour aider les collectivités locales rurales à amortir les emprunts souscrits par elles et financer l'électrification des campagnes, le FACÉ est alimenté par une contribution, assise sur les recettes basse tension des distributeurs d'électricité, et calculée à un taux 5 fois plus élevé en zone urbaine qu'en zone rurale.

Il est désormais **dédié également à l'équipement en énergies renouvelables des sites isolés** en métropole et dans les DOM. Il représente une aide aux collectivités maîtres d'ouvrage pour le financement des travaux d'électrification rurale. Le FACÉ est implanté en Guyane depuis 1995. A l'exception de la commune de Cayenne, l'ensemble des communes de Guyane relève du régime de l'électrification rurale subventionné par le FACÉ.

L'attribution et le suivi des aides du FACÉ s'effectuent par un comité de pilotage composé de la DAF, d'EDF et du Conseil général avec l'appui du Réseau d'appui aux communes. La maîtrise d'oeuvre du FACÉ est sous la responsabilité de la DAF.

Après plusieurs années de réduction des dotations FACÉ attribuées à la Guyane, réduction appliquée automatiquement du fait d'une consommation pas assez rapide des crédits, l'enveloppe allouée pour 2005 a connu une revalorisation conséquente passant de 710 000 € en 2004 à 1,5 M€ pour la réalisation de travaux de réseaux de distribution. De plus, la Guyane a obtenu 1 M€ de l'enveloppe nationale dédiée à la production électrique, qui en 2005 a été pour la première fois ouverte aux énergies non renouvelables, permettant ainsi d'utiliser ces fonds pour les centrales thermiques du département (non raccordées au réseau).

Les attributions de crédits (DOCUP ou hors DOCUP) en matière d'électrification rurale ont été en 2005 les suivantes :

	Montant des aides FEOGA	Montant des aides FACE	Montant des aides Conseil général	Auto-financement des maîtres d'ouvrage	Total	en millier d'euros Montant des travaux pris en compte par le FACE
Attributions au titre de 2005 : dossiers Distribution	233	1 170	-	253	1 656	1 500
Attributions au titre de 2005 : dossiers Production	252	1 594	366	172	2 385	2 044
Attributions au titre de 2005 : dossiers Enfouissement	-	76	-	22	98	98
Attributions au titre de 2005 : Total	485	2 841	366	446	4 139	3 642
Attributions au titre de 2004 : reliquats Enfouissement	-	21	-	6	26	26
Attributions au titre de 2003 : reliquats Enfouissement	-	80	-	23	103	103
<b>Total des attributions prononcées en 2005</b>	<b>485</b>	<b>2 942</b>	<b>366</b>	<b>475</b>	<b>4 268</b>	<b>3 772</b>

Source: DAF

## 2. La défiscalisation

Depuis 1986, les investissements immobiliers ou en faveur des entreprises réalisés dans un DOM bénéficient d'avantages fiscaux particuliers. La loi de défiscalisation du 11 juillet 1986 avait ainsi pour objet d'accorder une aide fiscale aux "investissements réalisés dans des secteurs considérés comme prioritaires pour le développement économique et social des départements, territoires et collectivités territoriales d'outre-mer". Il s'agit pour les entreprises de déduire de leur bénéfice imposable le montant des investissements qu'elles réalisent, et pour les personnes physiques de bénéficier d'une réduction d'impôt pour les souscriptions au capital de certaines sociétés ou l'acquisition de biens immobiliers.

Le dispositif de défiscalisation a connu depuis 1986 de nombreuses modifications, la dernière évolution datant de 2003 avec l'intégration du dispositif dans la loi programme pour l'outre-mer votée le 21 juillet 2003. Sa durée de validité a été portée à 15 ans, soit jusqu'au 31 décembre 2017.

Par ailleurs, les investissements nécessaires à l'exploitation de concessions de service public local à caractère industriel et commercial, dont font partie **la production et la distribution d'électricité, sont également éligibles à la défiscalisation.**

Dans le cadre de la défiscalisation, deux mesures viennent encourager le secteur des énergies renouvelables :

- Une majoration supplémentaire de 4 points de défiscalisation est accordée lorsque les logements sont alimentés à partir de l'énergie solaire afin de favoriser le recours à ce type d'énergie.
- Le taux de défiscalisation, de 60% en Guyane, est majoré de 10 points lorsque les investissements concernent des projets de production d'énergies renouvelables (solaire, éolienne, géothermique).

## 3. Les certificats d'économies d'énergie (CEE)

Le principe des CEE repose sur l'obligation de réalisation d'économies d'énergie, imposée par les pouvoirs publics dans la loi de programme du 13 juillet 2005, sur une période donnée aux vendeurs d'énergie (comme EDF, GDF etc.). Chaque fournisseur doit atteindre chaque année un quota de CEE, le cas échéant il doit s'acquitter d'une pénalité libératoire à verser au Trésor public. Les vendeurs d'électricité peuvent obtenir des CEE de plusieurs manières, telles que :

- en amenant leurs clients à réaliser des économies d'énergie en leur apportant des informations sur les moyens à mettre en œuvre, avec des incitations financières en relation avec des industriels ou des distributeurs,
- en réalisant des économies d'énergie dans leurs propres bâtiments et installations,
- en achetant des CEE auprès d'autres acteurs comme les collectivités locales ou les entreprises industrielles ou de services.

A ce titre, EDF Guyane, en collaboration avec l'ADEME, a réalisé une vaste campagne de sensibilisation à l'utilisation des lampes basse consommation (LBC). EDF a envoyé à ses

clients, lors de la facturation de ses services, des coupons de réduction à valoir sur l'achat de LBC. Cette mesure a permis en 2005 la vente de plus de 90 000 LBC soit une économie d'environ 2 MW sur la pointe de consommation du soir.

#### 4. Les dispositifs de financement bancaires

Par ailleurs, l'ADEME souhaite mobiliser les banques du département afin qu'elles proposent, des prêts visant à favoriser le financement d'équipements ou la construction de logements répondant à des normes environnementales liées à la maîtrise de la consommation d'énergie. Cette initiative s'appuie sur plusieurs exemples de produits bancaires initiés en métropole tels que :

- le CODEVair et le PREVair du Groupe Banque populaire ;
- le CEL environnement et divers fonds d'investissement et de placement liés aux énergies renouvelables proposés par le Crédit agricole ;
- le prêt solaire du Crédit agricole de Savoie.

La démarche de l'ADEME en Guyane en est au stade de prospection et d'approche des banques de la place.

#### 5. Les aides spécifiques

L'ADEME et EDF ont mis en place en Guyane une procédure qui permet à des particuliers ou des professionnels d'obtenir une aide pour la fourniture de générateurs solaires. Cette subvention est directement versée aux entreprises, facilitant la procédure d'obtention pour les acheteurs.

Subvention accordée par le FEDER pour la fourniture de générateur photovoltaïque en euro		
	SOLELEC	Apex-BP Solar
2004	93 880	148 824
2005	204 000	206 400
2006	278 400	0

Source: ADEME

En Guyane, deux entreprises la proposaient : SOLELEC et Apex-BP Solar (Apex-BP Solar s'est retiré du marché guyanais courant 2006).

Dans ce montage, l'entreprise reste propriétaire du générateur, l'utilisateur en loue simplement les services. Les entreprises, parties prenantes, touchent ainsi 6 € de subvention par Wc vendu (100 Wc équivaut à environ 1 m<sup>2</sup> de panneaux) :

- 4 € intégralement apportés par le FEDER,
- 2 € versés par EDF.

#### 6. Le crédit d'impôt

Le crédit d'impôt est une disposition fiscale permettant aux ménages de déduire de leur impôt sur le revenu une partie des dépenses réalisées pour certains travaux d'amélioration énergétique portant sur leur résidence principale. Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005 (date de réévaluation des taux de crédit d'impôt), le crédit est ciblé sur les équipements les plus performants (15 à 25 %) et soutient fortement (40 %) les chauffe-eau solaires et autres équipements utilisant les énergies renouvelables.

## 7. Les autres outils financiers

Plusieurs outils financiers existent visant à faciliter le financement du secteur. A titre d'exemple :

- le Fonds de garantie des investissements de maîtrise d'énergie (Fogime) proposé par la BDPME (SOFARIS), l'ADEME, EDF et Charbonnages de France qui est destiné à encourager les investissements que réalisent les PME en faveur de la maîtrise de l'énergie en garantissant les prêts qu'elles contractent auprès des banques,
- le Fonds d'investissement de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Fideme) doté de 45 millions € et destiné à promouvoir et à faciliter le financement de projets dans les secteurs de la maîtrise de l'énergie et de la valorisation de déchets.

Ces procédures ne sont pas utilisées en Guyane car elles se concentrent sur des projets de grande envergure.

## Conclusion

L'utilisation rationnelle de l'énergie et le développement des énergies renouvelables sont primordiaux pour permettre à la Guyane d'aborder sereinement les prochaines années. Elle ne peut pas compter uniquement sur les moyens de productions traditionnels et les importations d'hydrocarbures pour faire face aux besoins grandissants en énergie sur son territoire si elle souhaite maintenir son niveau actuel d'indépendance énergétique (au niveau de la production électrique).

Dans un premier temps, la Guyane doit maîtriser sa demande en énergie. L'ADEME avec l'appui de la Région, du Conseil général et d'EDF, mène, à travers le Programme régional de maîtrise de l'énergie, plusieurs actions en ce sens, dont la promotion d'une typologie de construction économe en énergie.

Dans un deuxième temps, la Guyane doit rechercher de nouvelles sources d'énergie lui permettant de répondre aux besoins croissants de sa population mais aussi d'atténuer sa dépendance aux importations en hydrocarbures. Avec son climat, sa biodiversité et ses particularités géographiques, la Guyane dispose d'un fort potentiel pour exploiter sur son territoire certaines sources d'énergies renouvelables :

- ses importantes ressources hydrauliques permettent l'établissement de micros centrales hydrauliques,
- ses déchets forestiers considérables peuvent être utilisés pour produire de l'énergie par biomasse (malgré un coût relativement important),
- son potentiel végétal et ses relations soutenues avec le Brésil, pays précurseur dans la production de biocarburants, sont de précieux atouts pour le développement d'une filière « biocarburant » locale (notamment pour la production d'huiles de coprah et de palme, compatibles avec les moteurs diesel),
- enfin, son fort ensoleillement est propice à la production d'énergie photovoltaïque qui est, de plus, bien adaptée aux besoins des sites isolés.

A ces spécificités, s'ajoute un contexte favorable au déploiement des énergies renouvelables avec, d'une part, des objectifs clairement identifiés (Protocole de Kyoto, Plan climat etc.) et, d'autre part, la mise en place de nombreux outils incitatifs (CSPE, défiscalisation, crédits d'impôts etc.).

Mais, le développement du secteur énergétique n'est toutefois pas dépourvu d'obstacles. La Guyane est, entre autres, confrontée :

- à un nombre limité de porteurs de projets qui freine le jeu de la concurrence, compte tenu du manque d'attractivité du secteur électrique,
- à une filière bois insuffisamment développée pour permettre le déploiement de la biomasse,
- à un manque de foncier agricole pour développer une production de biocarburants,
- à un coût de l'énergie fossile souvent beaucoup plus faible que ceux des autres sources d'énergie.

Ainsi, malgré certains freins, face au défi énergétique, la Guyane a donc, une carte à jouer avec le développement des énergies renouvelables. Cependant, le recours à l'énergie fossile reste un socle de production incontournable compte tenu de son coût actuel et de son rendement.

## Annexes

- ✓ ANNEXE 1 : Extraits de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité
- ✓ ANNEXE 2 : Objectifs et fonctionnement de la CSPE
- ✓ ANNEXE 3 : Principaux objectifs définis dans la loi 2005-781 du 13 juillet 2005
- ✓ ANNEXE 4 : Actions préconisées par l'ADEME pour le développement de filières biocarburants – essence et biocarburants – gazole en Guyane
- ✓ ANNEXE 5 : Procédures pour l'implantation de nouvelles unités de production
- ✓ ANNEXE 6 : Bilan énergétique de la Guyane en 2000 : « Connaître la production et la consommation d'énergie en Guyane » – ADEME
- ✓ ANNEXE 7 : Le pic de Hubbert ou le pic pétrolier
- ✓ ANNEXE 8 : Tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables prévus par la réglementation

## ANNEXE 1 : Extraits de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

### Article 5

I. – Les charges imputables aux missions de service public assignées aux producteurs d'électricité sont intégralement compensées. Ces charges comprennent :

1o **Les surcoûts qui résultent**, le cas échéant, des contrats consécutifs aux appels d'offres ou à la mise en oeuvre de **l'obligation d'achat**, mentionnés aux articles 8 et 10, par rapport aux coûts d'investissement et d'exploitation évités à Electricité de France ou, le cas échéant, à ceux évités aux distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée, qui seraient concernés ;

2o **Les surcoûts de production, dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental**, qui, en raison des particularités du parc de production inhérentes à la nature de ces zones, ne sont pas couverts par la part relative à la production dans les tarifs de vente aux clients non éligibles ou par les éventuels plafonds de prix prévus par le I de l'article 4.

Ces charges sont calculées sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent. Cette comptabilité est contrôlée à leurs frais par un organisme indépendant agréé par la Commission de régulation de l'électricité. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent le montant des charges sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité.

La compensation de ces charges est assurée par un fonds du service public de la production d'électricité, dont la gestion comptable et financière est assurée par la Caisse des dépôts et consignations dans un compte spécifique. Les frais de gestion exposés par la caisse sont imputés sur le fonds.

**Le fonds est alimenté par des contributions dues par les producteurs** ou leurs filiales par les fournisseurs visés au II de l'article 22 et par les organismes de distribution, lorsque ces différents opérateurs livrent à des clients finals installés sur le territoire national, par les producteurs d'électricité produisant pour leur propre usage au-delà d'une quantité d'électricité produite annuellement et fixée par décret, ainsi que par les clients finals importateurs d'électricité ou qui effectuent des acquisitions intracommunautaires d'électricité. Les installations de production d'électricité d'une puissance installée par site de production inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont dispensées de contribution au fonds.

**Le montant des contributions supportées par les redevables mentionnés ci-dessus est calculé au prorata du nombre de kilowattheures livrés à des clients finals** établis sur le territoire national ou produits par les producteurs pour leur propre usage au-delà de la quantité mentionnée à l'alinéa précédent. Les charges visées aux 1o et 2o supportées directement par les redevables sont déduites du montant de leurs contributions brutes ; seules sont versées au fonds les contributions nettes.

**Le fonds verse aux opérateurs qui supportent les charges visées aux 1o et 2o ci-dessus une contribution financière nette destinée à couvrir ces charges.** Le montant des contributions nettes que les redevables et les opérateurs versent ou reçoivent est arrêté par les ministres chargés de l'économie, du budget et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'électricité.

Les contributions sont recouvrées par la Caisse des dépôts et consignations selon les modalités prévues pour les créances de cet établissement. (...).

La Commission de régulation de l'électricité évalue chaque année dans son rapport annuel le fonctionnement du fonds du service public de la production d'électricité. (...)

### Article 6

I. – Avant le 31 décembre 2002, une loi d'orientation sur l'énergie exposera les lignes directrices de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique **la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de**

**production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.** Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. Le premier de ces rapports est présenté dans l'année qui suit la promulgation de la présente loi.

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers.

II. – Dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements, **les nouvelles installations de production sont exploitées par toute personne**, sous réserve des dispositions des articles L. 2224–32 et L. 2224–33 du code général des collectivités territoriales, **dès lors que cette personne est titulaire d'une autorisation d'exploiter** obtenue selon la procédure prévue à l'article 7, le cas échéant au terme d'un appel d'offres tel que prévu à l'article 8.

**Toutefois, les installations dont la puissance installée par site de production est inférieure ou égale à 4,5 mégawatts sont réputées autorisées sur simple déclaration préalable adressée au ministre chargé de l'énergie**, qui en vérifie la conformité avec les dispositions de la présente loi.

Sont également considérées comme nouvelles installations de production au sens du présent article les installations qui remplacent une installation existante ou en augmentent la puissance installée d'au moins 10 % ainsi que les installations dont la source d'énergie primaire change. Pour les installations dont la puissance installée augmente de moins de 10 %, une déclaration est faite par l'exploitant auprès du ministre chargé de l'énergie.

III. – En cas de crise grave sur le marché de l'énergie, de menace pour la sécurité ou la sûreté des réseaux et installations électriques, ou de risque pour la sécurité des personnes, des mesures temporaires de sauvegarde peuvent être prises par le ministre chargé de l'énergie, notamment en matière d'octroi ou de suspension des autorisations, sans que ces mesures puissent faire l'objet d'une indemnisation.

## Article 7

I. – **L'autorisation d'exploiter est délivrée par le ministre chargé de l'énergie.**

L'autorisation est nominative et incessible. En cas de changement d'exploitant, l'autorisation ne peut être transférée au nouvel exploitant que par décision du ministre chargé de l'énergie.

Lors du dépôt d'une demande d'autorisation d'exploiter une nouvelle installation de production, le ministre chargé de l'énergie en rend publiques les principales caractéristiques en termes de capacité de production, de source d'énergie primaire, de technique de production et de localisation afin d'assurer une parfaite transparence dans la mise en oeuvre de la programmation pluriannuelle des investissements.

II. – Les titres administratifs délivrés en application de la loi du 16 octobre 1919 relative à l'utilisation de l'énergie hydraulique valent autorisation au sens de la présente loi.

III. – Les installations existantes, régulièrement établies à la date de publication de la présente loi, sont réputées autorisées au titre du présent article.

IV. – Les producteurs autorisés au titre du présent article sont réputés autorisés à consommer l'électricité ainsi produite pour leur propre usage sous réserve des dispositions des articles L. 2224–32 et L. 2224–33 du code général des collectivités territoriales.

## Article 8

**Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements**, notamment ceux concernant les techniques de production et la localisation

géographique des installations, **le ministre chargé de l'énergie peut recourir à la procédure d'appel d'offres**, après avis du gestionnaire du réseau public de transport et, le cas échéant, de chaque gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

Le ministre chargé de l'énergie définit les conditions de l'appel d'offres que met en oeuvre la Commission de régulation de l'électricité sur la base d'un cahier des charges détaillé. Sont notamment précisées les caractéristiques énergétiques, techniques, économiques, financières, l'utilisation attendue et la région d'implantation de l'installation de production objet de l'appel d'offres.

Peut participer à un appel d'offres toute personne, sous réserve des dispositions des articles L. 2224-32 et L. 2224-33 du code général des collectivités territoriales, exploitant ou désirant construire et exploiter une unité de production, installée sur le territoire d'un Etat membre de la Communauté européenne ou, dans le cadre de l'exécution d'accords internationaux, sur le territoire de tout autre Etat.

Après avoir recueilli l'avis motivé de la Commission de régulation de l'électricité, le ministre chargé de l'énergie désigne le ou les candidats retenus à la suite d'un appel d'offres. Lorsqu'il prend sa décision, le ministre procède à la publication de l'avis de la commission. Il délivre les autorisations prévues à l'article 7. Il a la faculté de ne pas donner suite à l'appel d'offres.

Lorsqu'ils ne sont pas retenus, Electricité de France et, dans le cadre de leur objet légal dès lors que les installations de production sont raccordées à leur réseau de distribution, les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée sont tenus de conclure dans les conditions fixées par l'appel d'offres, un contrat d'achat de l'électricité avec le candidat retenu, en tenant compte du résultat de l'appel d'offres.(...)

#### Article 10

Sous réserve de la nécessité de préserver le bon fonctionnement des réseaux, **Electricité de France et**, dans le cadre de leur objet légal et dès lors que les installations de production sont raccordées aux réseaux publics de distribution qu'ils exploitent, **les distributeurs non nationalisés** mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée **sont tenus de conclure, si les producteurs intéressés en font la demande, un contrat pour l'achat de l'électricité** produite sur le territoire national par :

1o **Les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés** mentionnés aux articles L. 2224-13 et L. 2224-14 du code général des collectivités territoriales ou qui visent l'alimentation d'un réseau de chaleur ; dans ce dernier cas, la puissance installée de ces installations doit être en rapport avec la taille du réseau existant ou à créer ;

2o **Les installations dont la puissance installée par site de production n'excède pas 12 mégawatts qui utilisent des énergies renouvelables** ou qui mettent en oeuvre des techniques performantes en termes d'efficacité énergétique, telles que la cogénération, lorsque ces installations ne peuvent trouver des clients éligibles dans des conditions économiques raisonnables au regard du degré d'ouverture du marché national de l'électricité. Un décret en Conseil d'Etat fixe, par catégorie d'installations, les limites de puissance installée par site de production des installations qui peuvent bénéficier de cette obligation d'achat. Ces limites sont révisées pour prendre en compte l'ouverture progressive du marché national de l'électricité.

Un décret précise les obligations qui s'imposent aux producteurs bénéficiant de l'obligation d'achat, ainsi que les conditions dans lesquelles les ministres chargés de l'économie et de l'énergie arrêtent, après avis de la Commission de régulation de l'électricité, les conditions d'achat de l'électricité ainsi produite.(...)

Les contrats conclus en application du présent article par Electricité de France et les distributeurs non nationalisés mentionnés à l'article 23 de la loi no 46-628 du 8 avril 1946 précitée prévoient des conditions d'achat prenant en compte les coûts d'investissement et d'exploitation évités par ces acheteurs. Les conditions d'achat font l'objet d'une révision périodique afin de tenir compte de l'évolution des coûts évités et des charges mentionnées au I de l'article 5. (...)

## **ANNEXE 2 : Objectifs et fonctionnement de la CSPE** (source : Commission de régulation de l'énergie)

Instituée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, la contribution au service public de l'électricité (CSPE) vise à financer et à compenser aux opérateurs qui les supportent :

1. les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables (articles 8, 10 et 50 de la loi du 10 février 2000) et les surcoûts résultant des contrats 'appel modulable' (art 48) ;
2. les surcoûts de production dans les zones non interconnectées au réseau électrique métropolitain continental, dus à la péréquation tarifaire nationale (Corse, départements d'outre-mer, Mayotte, Saint-Pierre et Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein) ;
3. les pertes de recettes et les coûts que les fournisseurs supportent en raison de la mise en oeuvre de la tarification spéciale 'produit de première nécessité' (décret 2004-325 du 8 avril 2004) et de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité (arrêté du 24 novembre 2005).

EDF, pour l'essentiel, Electricité de Mayotte (EDM) et les entreprises locales de distribution (ELD) supportent de telles charges.

Chaque année n, sur proposition de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), le gouvernement arrête le montant des charges à compenser pour l'année n+1 et la contribution unitaire par kWh consommé en France (la CSPE). Les charges de l'année n+1 sont égales aux charges prévisionnelles de l'année n+1 augmentées de l'écart entre les charges constatées pour l'année n-1 et les contributions recouvrées pour cette même année.

La proposition de la Commission est établie à partir de la déclaration de charges pour l'année n-1 effectuée par les opérateurs supportant des charges, basée sur les règles de la comptabilité appropriée définies par la CRE.

La contribution est due par tous les consommateurs finals d'électricité au prorata des kWh consommés (y compris les auto-producteurs). Les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs d'électricité redevables doivent verser les montants recouverts au titre de la CSPE à la Caisse des dépôts et consignations. Toutefois, l'électricité produite par un producteur pour son propre usage ou achetée pour son propre usage par un consommateur final à un tiers exploitant une installation de production sur le site de consommation n'est prise en compte pour le calcul de la contribution qu'à partir de 240 GWh par an et par site de production. Le montant de la contribution due est plafonné à 500 000 euros par an et par site de consommation (déterminé par son numéro SIRET).

L'article 67 de la loi du 13 juillet 2005 a instauré un nouveau plafonnement de la CSPE pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh. Ce plafonnement est égal à 0,5% de la valeur ajoutée de la société. Pour la société bénéficiant de ce plafonnement, le remboursement (adressé à la CRE et effectué par la Caisse des dépôts et consignations) est égal à la différence entre le montant de la CSPE acquittée par l'ensemble des sites de consommation de la société et 0,5% de la valeur ajoutée de la société.

### ANNEXE 3 : Principaux objectifs définis dans la loi 2005-781 du 13 juillet 2005

Une série d'objectifs et plusieurs programmes pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables ont été définis dans la loi 2005-781 du 13 juillet 2005 :

- ✓ Le soutien à un objectif international d'une division par 2 des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050, ce qui nécessite une division par 4 ou 5 des émissions pour les pays développés ;
- ✓ La réduction en moyenne de 2 % par an d'ici à 2015 de l'intensité énergétique finale (rapport entre la consommation d'énergie et la croissance économique) et de 2,5 % d'ici à 2030 ;
- ✓ La production de 10 % des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergie renouvelables à l'horizon 2010 ;
  - une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010 contre 14 % actuellement ;
  - le développement des énergies renouvelables thermiques pour permettre d'ici 2010 une hausse de 50% de la production de chaleur d'origine renouvelable ;
  - l'incorporation de biocarburants et autres carburants renouvelables à hauteur de 2 % d'ici au 31 décembre 2005 et de 5,75 % d'ici au 31 décembre 2010.
- ✓ La mise en œuvre de trois plans mobilisateurs pour les économies d'énergie et le développement des énergies renouvelables :
  - Le plan "L'énergie pour le développement " pour étendre l'accès aux services énergétiques des populations des pays en développement ;
  - Le plan "Face sud " dans le bâtiment doit permettre l'installation de 200 000 chauffe-eau solaires et de 50 000 toits solaires par an en 2010 ;
  - Le plan "Terre Énergie " pour atteindre une économie d'importations d'au moins 10 millions de tonnes équivalent pétrole en 2010 grâce à l'apport de la biomasse pour la production de chaleur et de biocarburants.

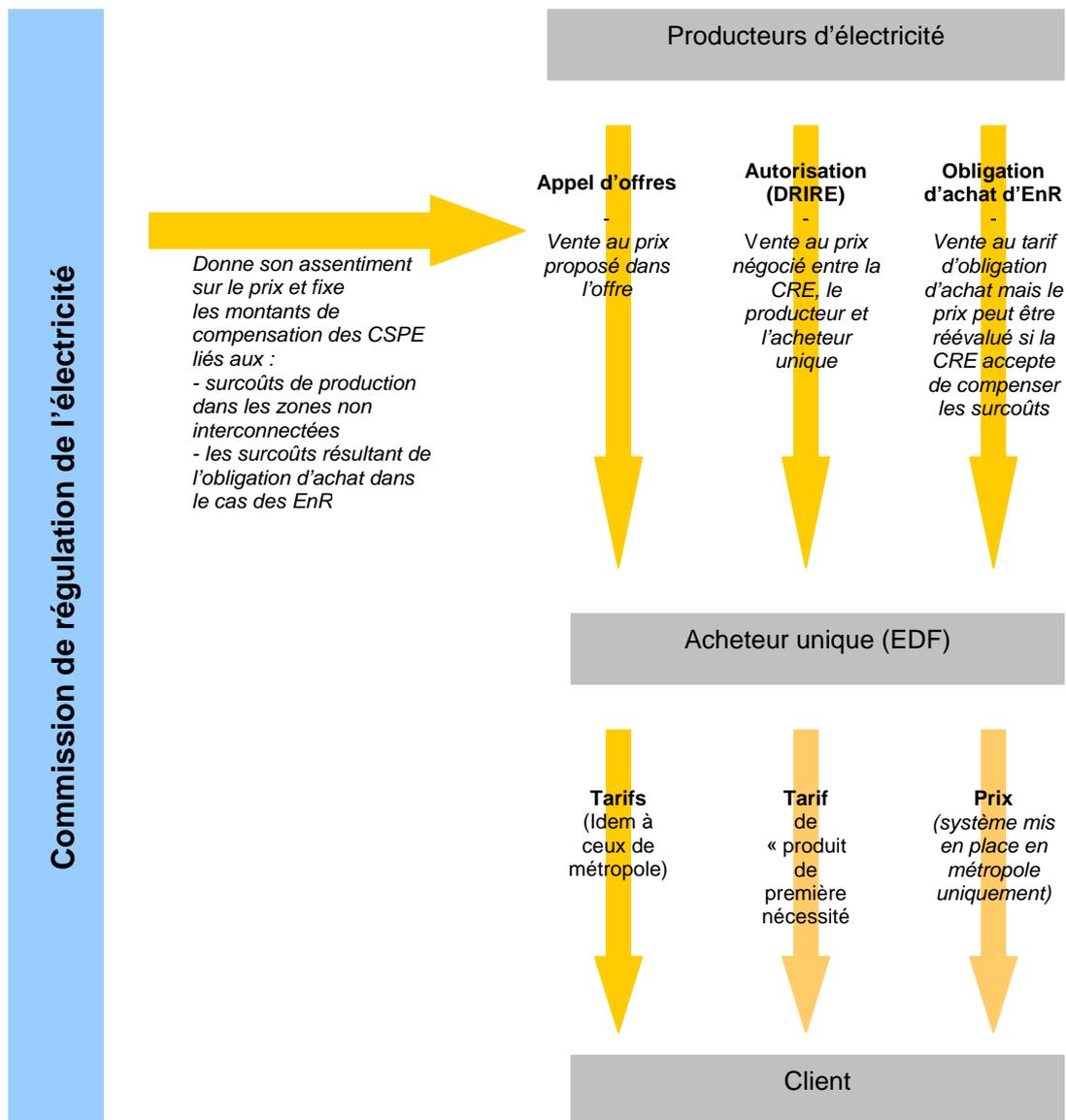
## ANNEXE 4 : Actions préconisées par l'ADEME pour le développement de filières biocarburants – essence et biocarburants – gazole en Guyane

Essence	Conditions pour lancer la filière	Echéances possibles	Avantages	Inconvénients
Importation de bioéthanol	Permis de l'UE, traçabilité, garantie de non concurrence, quotas pour la Guyane	1 à 1,5 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement de relations commerciales entre RUP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Explosivité du mélange</li> <li>▪ Concurrence Europe</li> <li>▪ Faibles retombées économiques pour la Guyane</li> </ul>
Mélange < 5 %	Construction de dépôts, transport maritime			
Importation de bioéthanol	Importation voitures, dérogation pour expérimentation	2 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement de relations commerciales entre RUP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Concurrence filière sucrière européenne</li> <li>▪ Peu de retombées économiques pour la Guyane</li> </ul>
Bicarburant	Permis de l'UE, traçabilité, garantie de non concurrence, quotas pour la Guyane Construction de dépôts, transport maritime			
Importation de bioéthanol brut ou mélasse	Zone franche, dérogation, permis UE, traçabilité, garantie de non concurrence, quotas pour la Guyane Investissement tour de distillation, etc.	3 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement de relations commerciales entre RUP</li> <li>▪ Création d'emplois</li> <li>▪ Développement savoir faire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Interdiction actuelle d'importation</li> <li>▪ Concurrence filière sucrière européenne</li> </ul>
Culture de canne en Guyane	Identification de culture sucrière poussant sur sol pauvre Amendement matière organique, apports calciques Aplanissement et identification surfaces disponibles Importation véhicules flexibles, dérogation pour expérimentation	1 à 3 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement économique</li> <li>▪ Création d'emplois</li> <li>▪ Développement savoir faire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Amendement des terres</li> <li>▪ Terres propriété de l'Etat</li> </ul>

Gazole	Conditions pour lancer la filière	Echéances possibles	Avantages	Inconvénients
Production d'huile de palme africaine	Plantation 500 hec palmiers à Iracoubo Equipement disponible Dérogation pour marché huile brute	1 à 5 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement économique</li> <li>▪ Création d'emplois</li> <li>▪ Développement savoir faire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Commercialisation à 5 ans</li> <li>▪ Coût de récolte</li> </ul>
Production d'huile de plantes oléagineuses amazoniennes	Programme de recherche Caractérisation des huiles, rendements Tests sur moteurs existants	1 à 1,5 ans	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement agronomique</li> <li>▪ Développement savoir faire</li> </ul>	
Production d'ester d'huile végétale	Définition du marché (pays transfrontaliers) Plantation de cultures oléagineuses Investissement et construction d'une unité	?	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Gains environnementaux</li> <li>▪ Développement économique</li> <li>▪ Création d'emplois</li> <li>▪ Développement savoir faire</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Dépend de la culture oléagineuse sélectionnée</li> </ul>

Source : ADEME

## ANNEXE 5 : Procédures pour l'implantation de nouvelles unités de production



## ANNEXE 6 : Bilan énergétique de la Guyane en 2000

Tep <sup>(1)</sup> en 2000	Fioul	Gazole	Kérosène	Essence	GPL	Bois	Electricité	Photovoltaïque Solaire	Thermique Solaire	Total
Production						1 258	39 745	100	8	41 111
Importations nettes	16 405	89 807	37 262	30 556	4 427					178 457
<b>Consommation d'énergie primaire</b>	<b>16 405</b>	<b>89 807</b>	<b>37 262</b>	<b>30 556</b>	<b>4 427</b>	<b>1 258</b>	<b>39 745</b>	<b>100</b>	<b>8</b>	<b>219 568</b>
Centrales électriques	-16 405	-24 595					11 957			29 043
Pertes électriques <sup>(2)</sup>							-5 951			5 951
Consommation d'énergie finale		65 212	37 262	30 556			45 751			184 574
<i>Ecart</i> <sup>(3)</sup>		2 766								2 766
<b>Consommation finale ventilée</b>		<b>67 978</b>	<b>37 262</b>	<b>30 556</b>	<b>4 427</b>	<b>1 258</b>	<b>45 751</b>	<b>100</b>	<b>8</b>	<b>187 340</b>
Ménages			690		4 083	1 258	18 060	100	8	24 199
Pêche		18 480		576						19 056
Exploitation forestière		1 575								1 575
Agriculture		2 543					753			3 296
Industrie		20 545	370				10 956			31 871
Tertiaire		1 255			344		15 982			17 581
Transports		23 580	36 202	29 980						89 762

Source: Plan énergétique régional

(1) Tep (Tonne équivalent pétrole) : unité de référence pour comparer entre elles différentes sources d'énergie.

Les coefficients d'équivalence utilisés en France sont les suivants :

- Essence = 1,048 tep/tonne
- Gazole = 1 tep/tonne
- Fioul lourd = 0,952 tep/tonne
- GPL = 1,095 tep/tonne
- Electricité = 86 tep/GWh
- Solaire = 86 tep/GWh

(2) Les pertes électriques sont imputables aux pertes techniques sur le réseau (effet joule) mais également aux pertes non-techniques résultant de raccordements non contractuels.

(3) L'écart constaté sur le gazole peut se justifier par l'achat de ce produit au Suriname ou au Brésil.

## ANNEXE 7 : Le pic de Hubbert ou le pic pétrolier

La loi du « pic de Hubbert », du nom du géologue Marion King Hubbert qui l'a formalisé, s'applique à l'exploitation de toute ressource primaire et repose sur 3 principes :

- la production annuelle part de zéro ;
- elle atteint un sommet qui ne sera jamais dépassé ;
- une fois le pic passé, la production décline jusqu'à ce que la ressource soit complètement épuisée.

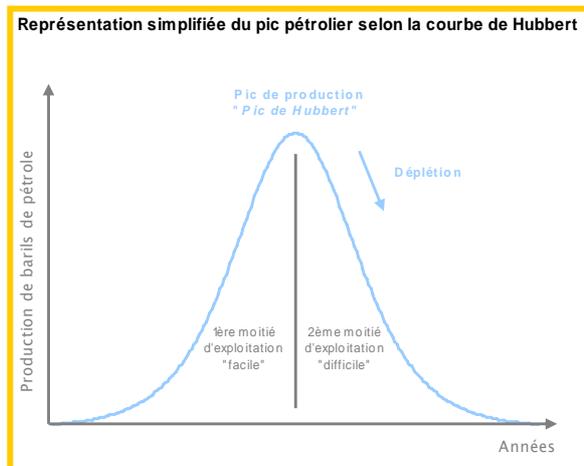
Cette loi rapportée à la production pétrolière introduit le concept de pic pétrolier qui permet d'évaluer à quelle date la production pétrolière attendra son maximum et à partir de laquelle elle ne pourra qu'inexorablement décroître, c'est-à-dire rentrer en phase de déplétion.

Les divers experts n'ont pas réussi à s'accorder sur la date de ce pic. Les plus optimistes (compagnies pétrolières et pays de l'OPEP essentiellement) l'envisagent vers 2030 alors que les plus pessimistes le conçoivent dans un avenir plus proche (l'ASPO, Association pour l'étude du pic pétrolier et gazier, le situe entre 2010 et 2015 et certains experts, dont Kenneth Deffeyes ou Colin Campbell, estiment que le pic pétrolier a déjà été atteint ou le sera avant 2010).

Après ce pic, la production pétrolière ne pourra que diminuer alors que la demande mondiale ne cesse de croître. De plus, les réserves de pétrole restantes sont plus difficiles à extraire et de moins bonne qualité. Le prix du baril de pétrole va donc considérablement augmenter. Il devrait rapidement atteindre 100 \$ et d'ici 10 à 15 ans, s'élèverait à près de 150 \$. A ce niveau-là, les dépenses en pétrole auront d'importantes conséquences sur les économies à faible croissance. Selon le rapport de l'OPECST<sup>10</sup> sur les Apports de la science et de la technologie au développement durable présenté au Parlement le 26 juin 2006, « un pétrole à 120 \$ le baril aurait un impact de 1,5 point du PIB sur des économies à faible croissance si elles n'y étaient pas préparées ». Cela signifie que pour des économies ayant une croissance d'environ 2 %, la croissance résiduelle du PIB ne serait alors que de 0,5 %. Avec un baril à 150 \$, « tout effet de croissance serait annulé sauf modification de la politique industrielle mise en place ».

Dans ces conditions, il est impératif pour l'ensemble des pays d'anticiper le pic pétrolier et d'envisager d'ores et déjà les moyens d'atténuer la demande de pétrole ainsi que de proposer une alternative à la consommation de pétrole.

Pour la Guyane, comme pour les autres DOM, l'enjeu est d'autant plus important que sa dépendance au pétrole est encore plus forte qu'en métropole. La hausse du prix du baril creusera son déficit extérieur déjà important et pèsera lourdement sur la croissance de son PIB.



<sup>10</sup> L'OPECST est l'office parlementaire d'évaluation des choix scientifiques et technologiques. Il a pour mission d'informer le parlement des conséquences des choix à caractère scientifique et technologique afin d'éclairer ses décisions.

## ANNEXE 8 : Tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables prévus par la réglementation (Source : Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie)

### Les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les énergies renouvelables.

Les arrêtés du 10 juillet 2006 prévoient de nouvelles conditions d'achat de l'électricité produite à partir de certaines sources d'énergies renouvelables. Le tableau ci-après résume les principales conditions :

Filière	Arrêtés	Durée des contrats	Exemple de tarifs pour les nouvelles installations
<b>Biogaz et méthanisation</b>	10 juillet 2006	15 ans	entre <b>7,5 et 9 c€/kWh</b> selon la puissance, + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b> , + prime à la méthanisation de <b>2c€/kWh</b> .
<b>Energie éolienne</b>	10 juillet 2006	15 ans (terrestre) 20 ans (en mer)	– <b>éolien terrestre</b> : <b>8,2 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>2,8 et 8,2 c€/kWh</b> pendant 5 ans selon les sites. – <b>éolien en mer</b> : <b>13 c€/kWh</b> pendant 10 ans, puis entre <b>3 et 13 c€/kWh</b> pendant 10 ans selon les sites.
<b>Energie photovoltaïque</b>	10 juillet 2006	20 ans	– <b>Métropole</b> : <b>30 c€/kWh</b> , + prime d'intégration au bâti de <b>25 c€/kWh</b> – <b>Corse, DOM, Mayotte</b> : <b>40 c€/kWh</b> , + prime d'intégration au bâti de <b>15 c€/kWh</b> .
<b>Géothermie</b>	10 juillet 2006	15 ans	– <b>Métropole</b> : <b>12 c€/kWh</b> , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b> – <b>DOM</b> : <b>10 c€/kWh</b> , + prime à l'efficacité énergétique comprise entre <b>0 et 3 c€/kWh</b>

Ces dispositions ne s'appliquent pas aux contrats en cours à la date de publications au JO des arrêtés du 10 juillet 2006, soit le 26 juillet 2006. Ces contrats demeurent régis par les conditions prévues par les arrêtés ci-dessous.

Filière	arrêtés	Durée des contrats	Fourchette de tarifs pour les nouvelles installations (métropole)
<b>Combustion de matières fossiles végétales (biomasse)</b>	16 avril 2002	15 ans	<b>4,9 c€/kWh</b> (32,1 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et de 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
<b>Méthanisation</b>	16 avril 2002	15 ans	<b>4,6 c€/kWh</b> (30,2 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 1,2 c€/kWh (7,8 cF/kWh)
<b>Géothermie</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>7,62 c€/kWh</b> (50 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
<b>Photovoltaïque</b>	13 mars 2002	20 ans	<b>15,25 c€/kWh</b> en France continentale et <b>30,5</b> en Corse et Dom (1F/kWh et 2F/kWh)
<b>Déchets animaux bruts ou transformés (farines animales)</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> (29,5 à 32,8 cF/kWh) énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh
<b>Petites installations</b>	13 mars 2002	15 ans	<b>7,87 à 9,60 c€/kWh</b> (51,6 à 63 cF/kWh) issu du tarif « bleu » aux clients domestiques
<b>Biogaz de décharge</b>	3 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5,72 c€/kWh</b> (29,5 à 37,5 cF/kWh) selon la puissance + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
<b>Déchets ménagers sauf biogaz</b>	2 octobre 2001	15 ans	<b>4,5 à 5 c€/kWh</b> (29,5 à 32,8 cF/kWh) + prime à l'efficacité énergétique comprise entre 0 et 0,3 c€/kWh (2 cF/kWh)
<b>Cogénération</b>	31 juillet 2001	12 ans	<b>6,1 à 9,15 c€/kWh</b> (40 et 60 cF/kWh) environ en fonction du prix du gaz, de la durée de fonctionnement et de la puissance
<b>Hydraulique</b>	25 juin 2001	20 ans	<b>5,49 à 6,1 c€/kWh</b> (36 à 40 cF/kWh) selon la puissance + prime comprise entre 0 et 1,52 c€/kWh (10 cF/kWh) en hiver selon régularité de la production
<b>Éolien</b>	8 juin 2001	15 ans	<b>8,38 c€/kWh</b> (55 cF/kWh) pendant 5 ans, puis <b>3,05 à 8,38 c€/kWh</b> (20 à 55 cF/kWh) pendant 10 ans selon les sites

## METHODOLOGIE

L'IEDOM tient à remercier tout particulièrement EDF-Guyane et l'ADEME pour leur investissement dans cette étude.

Cette étude a été réalisée à partir d'entretiens et de documents :

- d'EDF-Guyane,
- de l'Agence de l'environnement et la maîtrise de l'énergie (ADEME),
- du Conseil régional de Guyane,
- du Conseil général de Guyane,
- de la Direction de l'Agriculture et de la forêt de la Guyane (DAF),
- de la Direction régionale de l'environnement de Guyane (DIREN),
- de la Direction Régionale de l'Industrie, de la Recherche et de l'Environnement Antilles-Guyane (DRIRE),
- du Ministère de l'industrie,
- de la Direction de la demande et ses marchés énergétiques (DIDEME),
- de la Communauté de communes du Centre-Littoral,
- de l'Agence française de développement à Cayenne (AFD),
- du Point info énergie.

Directeur de la publication : Alain VIENNEY

Responsable de la rédaction : Max REMBLIN

Rédaction : Solveig JACQUEMAIN

Stéphane ATTALI