



DOSSIER 03053/EH

SCHEMA DEPARTEMENTAL D'ELECTRIFICATION DE LA GUYANE

Rapport n°2 : Perspectives d'évolution de l'offre et de la demande électrique

Décembre 2003 – Version 1

Département de la Guyane

DDA / SAER

Centre Jean-Martial

97305 Cayenne Cedex – BP 5021

Marché n°70.06 S.U.

Groupement

TRANSENERGIE

3d Allée Claude Debussy
69130 Ecully - FRANCE
Tel. + 33 (0) 4 72 86 04 04
Fax + 33 (0) 4 72 86 04 00
www.transenergie.fr

EMERAUDE

26, avenue de la Liberté
BP 865
97 339 Cayenne
Guyane Française
Tél : + 33 (0)5 94 31 37 88

a global vision for sustainable development

pour une vision globale du développement durable

para una visión global del desarrollo sostenible

SOMMAIRE

INDEX DES TABLES, FIGURES ET CARTES	5
-------------------------------------	---

ACRONYMES ET DEFINITION DES TERMES TECHNIQUES UTILISES	6
---	---

SYNTHESE DE L'ETUDE	7
---------------------	---

I - PRESENTATION DE L'ETUDE	7
1 - Objectifs	7
II - METHODOLOGIE	7
1 - cadre d'élaboration des scénarios	7
2 - Organisation des résultats	9
3 - Avertissements sur les limites de l'exercice	9
III - SCENARIOS D'EVOLUTION : PRINCIPAUX RESULTATS	10
IV - ACTIONS A VENIR	11

CHAPITRE 1 : SCENARIO COURT TERME : PROGRAMME D'ACTIONS PRIORITAIRES	12
---	----

I - PROGRAMMES D'ACTIONS PRIORITAIRES IDENTIFIES	12
1 - Situations d'urgence	12
2 - Principaux projets prévus a Court et moyen terme	13

CHAPITRE 2 : CHOIX DES HYPOTHESES GENERALES	15
---	----

I - HYPOTHESES GENERALES : BASE STRUCTURELLE DES SCENARIOS	15
1 - Hypothèses démographiques et taux d'électrification	15
2 - Hypothèses sur la demande électrique	18
3 - Hypothèses générales sur l'offre de production :	20
4 - Hypothèses générales sur l'offre de transport & distribution :	21

CHAPITRE 3 : SCENARIO TENDANCIEL : HYPOTHESES ET RESULTATS	24
---	----

I - ANALYSE DE LA DEMANDE	24
1 - Hypotheses d'évolution de la demande	24
2 - Résultats des projections de la demande	26
II - PROPOSITION D'ADEQUATION OFFRE / DEMANDE DU SCENARIO TENDANCIEL	31

1 - Evaluation offre/demande sur le réseau interconnecté	31
2 - Evaluation offre/demande sur les sites isolés	32

CHAPITRE 4 : SCENARIO PDE/MDE : HYPOTHESES ET RESULTATS 34

I - ANALYSE DE LA DEMANDE	34
1 - Hypotheses d'évolution de la demande	34
2 - Résultats des projections de la demande	37
II - ADEQUATION OFFRE / DEMANDE DU SCENARIO PDE/MDE	38
1 - Evaluation offre/demande sur le réseau interconnecté	39
2 - Evaluation offre/demande sur les sites isolés	42

CHAPITRE 5 : CONSOLIDATION DES RESULTATS ET COMPARAISON 45

I - DEMANDE ELECTRIQUE : COMPARAISON ET IMPACT DES 2 SCENARIOS	45
II - ADEQUATION DE L'OFFRE SUR LES SITES ISOLE : COMPARAISON ET IMPACT DES 2 SCENARIOS	46
1 - Comparaison des scenarios d'offre sur le réseau interconnecté	46
2 - Comparaison des scenarios d'offre sur les sites isolés :	47
III - CONSEQUENCES ET DEFIS	48

ANNEXES 49

INDEX DES TABLES, FIGURES ET CARTES

Index des figures :

Figure 1 : Consommation unitaire des ménages électrifiés en 2015	25
Figure 2 : Evolution des consommations BAU 2010-2015 par zone	27
Figure 3 : Evolution des consommations par secteur	28
Figure 4 : Scénario BAU – Simulation de courbe de charge à l'horizon 2010 et 2015	28
Figure 5 : Scénario BAU – Projection de la courbe de charge par secteur en 2015	29
Figure 6 : Scénario BAU - Courbe de charge du réseau interconnecté par grande zone	29
Figure 7 : Scénario BAU – Evolution des consommations des sites isolés	30
Figure 8 : Scénario BAU – Energie produite par systèmes photovoltaïques isolés	31
Figure 9 : Scénario MDE – Consolidation des économies réalisées sur la consommation unitaire des ménages par zone à l'horizon 2015	36
Figure 10 : Scénario MDE : Impact du scénario sur les consommations entre 2002, 2010 et 2015	37
Figure 11 : Scénario MDE - Evolution des consommations par secteur	38
Figure 12 : Evolution des énergies et de la pointe à l'horizon 2010 et 2015 pour les 2 scénarios	46

Index des tableaux :

Tableau 1 : listes des principales situations d'urgence et travaux prévus à court terme ..	13
Tableau 2 : liste des principaux travaux identifiés à moyen terme	14
Tableau 3 : Scénario BAU - Evolution de la consommation unitaire des ménages électrifiés par zone entre 2002 et 2015	24
Tableau 4 : Scénario BAU – Evolution 2002-2015 des principales consommations d'équipements domestiques par zone	25
Tableau 5 : Variation des consommations unitaire des services à l'année 2002 en fonction des communes par grandes zones	26
Tableau 6 : Hypothèses de taux de croissance unitaire des service par grande zone	26
Tableau 7 : Projection BAU de la demande électrique 2010 et 2015 (pertes réseaux inclues)	27
Tableau 8 : BAU - Evolution de la part de demande électrique par secteur entre 2002, 2010 et 2015	28
Tableau 9 : Scénario BAU – Option de production retenue pour les sites isolés	32
Tableau 10 : MDE – Hypothèses de modification des taux d'équipement et des puissances pour la demande résidentielle	35
Tableau 11 : Scénario MDE : Impact des actions de MDE par usage et par zone sur le résidentiel	35
Tableau 12 : Scénario MDE – Evolution de la demande électrique 2010 et 2015 (pertes réseaux inclues)	37
Tableau 13 : Scénario MDE – Economies réalisées par secteur	38
Tableau 14 : Comparaison des scénarios BAU et MDE/PDE sur la production des sites isolés	48

Index des cartes :

Pour des questions de lisibilité, les cartes sont reportées en *Annexe 9*.

- Carte 1 : Extension du réseau électrique sur l'Oyapock et le centre
- Carte 2 : Extension du réseau électrique sur la région de Cayenne
- Carte 3 : Extension du réseau électrique sur la zone de Kourou
- Carte 4 : Extension du réseau électrique sur le bas Maroni
- Carte 5 : Extension du réseau électrique sur le haut Maroni
- Carte 6 : Représentation des dynamiques spatiales sur la vallée du Maroni

ACRONYMES ET DEFINITION DES TERMES TECHNIQUES UTILISES

ADEME	Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie
BAU	Business As Usual
BT	Basse Tension
CCCL	Communauté de Communes du Centre Littoral
CCOG	Communauté de Communes de l'Ouest Guyanais
DAF	Direction de l'Agriculture et de la Forêt
DGEMP	Direction Générale de l'Energie & des Matières Premières
DOM	Département d'Outre Mer
EnR	Energies Renouvelables
FACE	Fond d'Amortissement des Charges d'Electrification rurales
GE	Groupe Electrogène
HTA	Haute Tension A ($1\,000 < U_n < 50\,000$ Veff en CA) (anciennement MT)
HTB	Haute Tension B ($U_n > 50\,000$ Vac)
INSEE	Institut National de la Statistique et des Études Économiques
MDE	Maîtrise de la Demande en Electricité
PDE	Production Décentralisée d'Electricité
PIBR	Produit Intérieur Brut Régional
PLU	Plan Local d'Urbanisme
POS	Plan d'Occupation des Sols
PRME	Programme Régional de Maîtrise de l'Energie
PV	PhotoVoltaire
TCAM	Taux de Croissance Annuel Moyen
Tep	Tonne Equivalent Pétrole (coefficient d'équivalence retenu pour le gasoil $1\text{m}^3 = 0,8889$ tep)
VRD	Voiries Réseaux Divers

SYNTHESE DE L'ETUDE

I - PRESENTATION DE L'ETUDE

1 - OBJECTIFS

La première phase du Schéma Départemental d'Electrification a conduit à l'élaboration d'un état des lieux de l'offre et de la demande électrique au niveau du territoire Guyanais. C'est sur cette base que s'appuie la seconde phase de cette étude, qui vise à évaluer les perspectives d'évolution de la demande et de l'offre électrique, les grands enjeux et les défis auxquelles sera confrontée la Guyane dans les années à venir pour répondre aux développements démographique, économique et environnementaux.

Afin de faciliter la lisibilité des scénarios de projection, la démarche adoptée est la suivante :

- identification des déterminants structurels, qui représenteront la base commune des hypothèses de projection future. Les hypothèses retenues dans ce cadre se veulent comme nous le verrons des hypothèses moyennes et raisonnables
- élaboration d'un *scénario tendanciel*, sur la base des.
- élaboration d'un *scénario "alternatif"*, basé sur une politique volontariste de développement des actions de maîtrise de la demande en électricité et de valorisation des énergies renouvelables

II - METHODOLOGIE

1 - CADRE D'ELABORATION DES SCENARIOS

Le travail de projection et les propositions d'orientation définies dans le cadre de ce Schéma Départemental entendent s'inscrire dans les grands enjeux nationaux et internationaux que connaît aujourd'hui le secteur de l'électricité. Aussi, nous rappelons dans le cadre ci-dessous les principaux éléments de contexte qui ont structuré les travaux de planification présentés par la suite.

Rappel du contexte national et international :

Voici brièvement les 4 objectifs prioritaires qu'entend viser la politique énergétique de la France, tels qu'ils sont définis dans le Livre Blanc sur les énergies présenté Mme La Ministre Nicole Fontaine au début du mois de novembre 2003 :

1. Garantir un droit à l'énergie pour tous les concitoyens à un prix compétitif sur l'ensemble du territoire
2. Contribuer à la compétitivité économique
3. Préserver l'environnement
4. Préserver la sécurité d'approvisionnement énergétique

Ces objectifs doivent également répondre aux 2 grands défis auxquels doit faire face la France, qui sont celui des changements climatiques engendrés par les gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère et celui de la limitation de la dépendance en terme d'approvisionnement de produits pétroliers.

Le Livre Blanc mentionne également spécifiquement la pertinence du développement des énergies renouvelables dans les DOM, où elles se substituent à des sources de productions traditionnelles plus chères qu'en métropole.

Par ailleurs, la France a ratifié le protocole de Kyoto, qui engage les pays industrialisés à réduire leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). A l'échelon de l'Union Européenne, une directive devrait instaurer à partir de 2005 un mécanisme de quotas et un marché d'échanges de permis d'émissions de GES pour les entreprises les plus intensives en énergies. A terme, ce mécanisme devrait s'imposer à toutes les installations éligibles.

Parallèlement, un marché de crédit pourrait être délivrés à des investissements additionnels permettant de réduire les gaz à effet de serre au-delà de la réglementation dans le cadre des MDP et de la mise en œuvre conjointe.

La France entend renforcer les actions entreprises dans le Plan National de Lutte contre le Changement Climatique (PNLCC) actuel par le lancement du Plan Climatique 2003, dont la publication est imminente.

Dans le cadre du Schéma Départemental d'Electrification, et conformément aux termes de référence, 2 horizons temporels de planification ont été abordés :

- une planification à court terme, à l'horizon 2005
- une planification à moyen terme, à l'horizon 2010/2015

Le scénario court terme à l'horizon 2004/2005 se limite aux situations d'urgence préalablement identifiées lors de phase de diagnostic du rapport. En effet, il semble difficile de pouvoir voir les effets d'une politique qui entrerait en rupture du tendanciel et des programmations déjà identifiées à un horizon aussi court.

Les projections à moyen terme ont été réalisées à l'horizon 2015, avec un point intermédiaire à 2010 en terme de demande électrique. Ces projections permettent d'effectuer plus facilement les comparaisons avec les autres travaux projectifs entrepris ou en cours, et notamment :

- le bilan prévisionnel 2006/2010 réalisé par le RTE et qui indique des éléments de prévision pour 2010
- le Plan Energétique Régional, en cours de finalisation

Pour l'échéance moyen terme, deux scénarios ont été définis :

- un **scénario tendanciel** (ou "BAU" Business As Usual), qui s'appuie sur les tendances observées dans le diagnostic de la Phase I
- un **scénario alternatif**, dit "MDE/PDE", qui s'inscrit clairement dans une démarche, proche de celle présentée dans le Livre Blanc sur les énergies dévoilé par Mme La Ministre Nicole Fontaine au début du mois de novembre 2003. Ce scénario inclut des actions au niveau de la Maîtrise de la Demande en Electricité (MDE) ainsi que de Production Décentralisée d'Electricité favorisant autant que faire ce peut les Energies Renouvelables

Ainsi, le second scénario entend répondre aux 2 défis clairement énoncés : en premier lieu celui des changements climatiques engendrés par les gaz à effet de serre rejetés dans l'atmosphère. Le second défi est de concevoir une politique énergétique permettant de limiter la dépendance en terme d'approvisionnement de produits pétroliers.

Dans cet esprit, trois indicateurs ont été intégrés pour l'évaluation des 2 scénarios, notamment pour les simulations d'offres réalisées pour les sites isolés :

- tep de gasoil consommées
- tonnes de CO2 émises
- part de la production d'origine énergies renouvelables

Comme il sera précisé par la suite, ces indicateurs ont été évalués en première approche et devront être ajustés par des études plus spécifiques et en prenant compte la chronologie des projets. Les chiffres indiqués permettront néanmoins de comparer l'impact des 2 scénarios sur les problématiques énoncées.

Si à première vue la Guyane n'est pas directement concernée par la problématique des gaz à effet de serre, avec la proximité d'une forêt à même d'absorber les émissions émises au niveau de son territoire, et une production d'électricité sur le littoral majoritairement d'origine hydraulique, il nous semble néanmoins indispensable d'inscrire ce Plan Directeur dans la perspective des grands enjeux internationaux, susceptibles d'ailleurs de modifier profondément l'environnement et l'économie du secteur de l'électricité dans les années à venir. Les décisions énergétiques prises aujourd'hui doivent clairement s'inscrire dans le cadre des contraintes prévisibles. Par ailleurs, l'importance des investissements nécessaires et la durée de vie des options choisies constitueront des choix structurants pour les années à venir.

2 - ORGANISATION DES RESULTATS

Ce rapport de perspectives d'évolution de la demande et de la production d'électricité est bâti en 4 parties distinctes :

- le premier chapitre présente les hypothèses structurelles communes aux projections
- le deuxième chapitre rappelle les situations d'urgence et les actions à moyen terme identifiées dans la phase de diagnostic
- le troisième chapitre présente les hypothèses et les résultats sur la demande et la production d'électricité du scénario "tendanciel" aux horizons 2010 et 2015
- le quatrième chapitre présente les hypothèses et les résultats sur la demande et la production d'électricité du scénario "PDE/MDE" aux horizons 2010 et 2015
- enfin, un dernier chapitre propose une consolidation des principaux résultats des 2 scénarios pour une meilleure comparaison et pour tenter de dégager les grands enjeux et défis au regard des simulations

3 - AVERTISSEMENTS SUR LES LIMITES DE L'EXERCICE

Les éléments indiqués restent des évaluations et des propositions préliminaires pour lesquelles des études plus détaillées seront nécessaires. L'objectif du Plan est bien d'évaluer les perspectives d'évolution dans le cadre d'hypothèses qui semblent possibles

Des approfondissements seraient envisageables, avec néanmoins les limites imposées par les données disponibles. Des évolutions brutales de coût des combustibles, des ruptures technologique (pile à combustible, Turbine à Compression, efficacité énergétique de nouveaux équipements, etc...) pourraient nécessiter des ajustements importants. De la même manière, un a sécheresse qui a sévi

Concernant l'étude des actions de MDE, il n'est pas possible dans le cadre de ce travail de réaliser une étude détaillée des potentiels, tant sur le réseau interconnecté que sur les sites isolés. Dans les deux cas, les sources d'information restent peu nombreuses et des travaux complémentaires sont indispensables pour évaluer au mieux l'ensemble des actions possibles.

III - SCENARIOS D'EVOLUTION : PRINCIPAUX RESULTATS

Simulation de la demande :

Le tableau suivant consolide les 2 scénarios en terme de projection de la demande et de la pointe pour l'interconnecté et les sites isolés aux échéances 2010 et 2015 :

		Simulations 2010		Simulations 2015	
	Rappel 2002	Scénario Tendanciel	Scénario MDE/PDE	Scénario Tendanciel	Scénario MDE/PDE
Energie (GWh/an)					
Zone interconnectée	646,6	842,4	828,6	990,9	947,2
Sites isolés	9,2	20,5	18,9	34,0	29,1
Total (GWh/an)	655,8	863,0	847,5	1025,0	976,3
Ecart MDE/BAU (%)			-1,8%		-4,7%
Pointe (MW)					
Zone interconnectée	98,5	130,1	121,2	154,9	140,4
Sites isolés	1,8	4,1	3,5	6,9	5,5
Total (MW)	100,3	134,2	124,6	161,8	146,0
Ecart MDE/BAU (%)			-7,1%		-9,8%

L'impact du scénario MDE élaboré s'élève à l'horizon 2015 à :

- 4,7% d'énergie en moins, soit une économie en 2015 d'environ 50 GWh/an
- 9,8% en appel de puissance à la pointe, soit 15MW évités en 2015

Simulation de l'offre sur le réseau interconnecté :

Les 2 tableaux suivants synthétisent la productions et les puissance des différents moyens production envisagés pour le réseau interconnecté dans le cadre des scénarios BAU et MDE/PDE à l'horizon 2010 et 2015.

Energie (MWh)	Rappel 2002	Projection 2010*		Projection 2015*		Ecart PDE/BAU en 2015
		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	
Thermique classique (total)	146 300	282 800	246 800	431 200	189 800	-56,0%
Total EnR	500 700	560 000	580 000	560 000	755 200	34,9%
TOTAL (MWh)	647 000	842 800	826 800	991 200	945 000	-4,7%
Part EnR	77,4%	66,4%	70,1%	56,5%	79,9%	

*année de pluviométrie moyenne

Au niveau des simulations de production, et comme indiqué dans le rapport de diagnostic, la part du barrage de Petit Saut, seule source de production d'origine renouvelables, est amenée à diminuer de façon très importante dans les années à venir. Dans un scénario tendanciel ou aucun autre projet renouvelable n'est envisagé, la part de la production de Petit Saut passerait de 77% en 2002 à 56,5% en 2015, la différence étant entièrement portée par des moyens de production thermique. Dans le scénario PDE/MDE proposé, l'introduction avant 2010 d'un parc éolien d'environ 10MW, puis d'une centrale biomasse de 25MW permettrait à l'inverse de maintenir, voir d'augmenter la part de la production d'origine renouvelable à près de 80%.

Puissance installée (MW)	Rappel 2002	Projection 2010		Projection 2015		Ecart PDE/BAU en 2015
		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	
Thermique classique (total)	131,4	131,4	131,4	165,4	115,4	-30,2%
Total EnR	104,0	104,0	114,0	104,0	139,0	33,7%
TOTAL (MW)	235,4	235,4	245,4	269,4	254,4	-5,6%
Part EnR	44,2%	44,2%	46,5%	38,6%	54,6%	

En terme de puissance, et au regard des hypothèses de puissance garantie retenues, la part du Barrage de Petit Saut resteraient prépondérantes pour la production d'origine EnR. Le scénario MDE/PDE aboutirait à une puissance totale installée d'origine EnR de 55% environ du parc total. Des études plus détaillées seraient néanmoins nécessaires pour évaluer les conditions de gestion de la production d'un tel parc.

Impact des scénarios sur les sites isolés :

		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Ecart MDE/BAU
Production totale	MWh	280 655	254 987	-9,1%
Pmax globale	MW	6,2	5,0	-18,7%
Puissance EnR installée	MW	13,1	24,5	87,1%
Production EnR	MWh	36 195	65 480	80,9%
Production GE	MWh	244 460	189 507	-22,5%
Conso Carburant	m3	87 756	68 223	-22,3%
Conso Carburant	tep	77 476	60 231	-22,3%
Conso lubrifiant	m3	611	474	-22,5%
Emission GES	tCO2	207 849	161 549	-22,3%
Part de la production EnR	%	12,9%	25,7%	99,1%

Les hypothèses retenues de mode de production permet de doubler la part des sources de production d'origine renouvelable. La diminution de plus de 20% de la production d'origine thermique abouti à une diminution équivalente en terme des émissions de gaz à effet de serre et d'importation de gasoil.

IV - ACTIONS A VENIR

Les principales actions à venir après cette première étape sont les suivantes :

Etape 3 : Rapport n°3 – Plan Départemental d'Electrification

- Validation des hypothèses des scénario tendanciel et PDE/MDE
- Hypothèses de mise en place des actions et notamment des investissements de production sur les sites isolés
- Plan d'actions :
 - Délai, faisabilité, acteurs concernés
 - Programmation budgétaire en adéquation avec les contraintes budgétaires et suites aux orientations prises

CHAPITRE 1 : SCENARIO COURT TERME : PROGRAMME D'ACTIONS PRIORITAIRES

I - PROGRAMMES D'ACTIONS PRIORITAIRES IDENTIFIES

Nous reprenons ici les principales actions prioritaires identifiées dans le court terme, avec en premier lieu les situations d'urgence pour lesquels des travaux sont d'ores et déjà engagés ou planifiés pour les mois à venir.

1 - SITUATIONS D'URGENCE

Les situations d'urgence se concentrent sur les communes de l'intérieur, mais également sur certains écarts du littoral.

Nous citerons principalement :

- la zone littorale comprise dans le triangle St Laurent, Organabo, Mana, où l'installation des populations bushinengués (à la suite de la guerre au Surinam) au cours des années 90 a conduit à la création de nombreux petits hameaux, à proximité de la RN1 et des CD 8 et 9, qui ne sont pas desservis aujourd'hui
- le Maroni dans son ensemble où l'offre d'électrification ne parvient pas à répondre à la demande : augmentation des capacités de production et extension des réseaux existants, mais également électrification d'écarts aujourd'hui non alimentés

Les principales actions d'urgence identifiées auprès des différents acteurs rencontrés dans la première phase de cette étude sont présentées dans le tableau suivant. Les budgets indiqués sont ceux estimés pour ces travaux par EdF ou la DAF principalement.

Commune	Nature des travaux	Budget prévisionnel
Apatou	<ul style="list-style-type: none"> - Renforcement de la centrale : remplacement du GE n°2 par autre GE de puissance équivalente (150kVA) et remplacement du GE n°3 par un GE de 250kVA - Travaux divers de sécurité 	<ul style="list-style-type: none"> - 197,5 kEUR - 32,5 kEUR
Grand Santi	<ul style="list-style-type: none"> - création de la nouvelle centrale sur la zone de Grand Citron et extension du réseau pour l'alimentation des bourgs de Grand Santi, Grand Citron et Anakondé (travaux en cours, prévision de fin de travaux en 2004) - renforcement de la production sur Apagui (centre scolaire) 	<ul style="list-style-type: none"> - 1 600,0 kEUR
St Georges	<ul style="list-style-type: none"> - Dépose et remplacement du GE n°4 (400kVA, hors d'usage) par un GE de 650kVA (en remplacement du groupe en container actuellement en place) - remise en route de la centrale micro-hydraulique de Saut Maripa - Travaux divers de sécurité 	<ul style="list-style-type: none"> - 230,0 kEUR - non chiffré - 930,0 kEUR
Maripasoula	<ul style="list-style-type: none"> - Dépose et remplacement du GE n°1 (275kVA) par un GE de 250kVA - Travaux divers de sécurité 	<ul style="list-style-type: none"> - 126,7 kEUR - 93,0 kEUR
Papaïchton	<ul style="list-style-type: none"> - mise en place d'un groupe de secours de 250 kVA - mise en place d'un cuve de stockage FOD de 10 000 l - Travaux divers de sécurité 	<ul style="list-style-type: none"> - 90 kEUR - 58 kEUR - 27,0 kEUR
Camopi	<ul style="list-style-type: none"> - Installation d'un groupe électrogène de 70 kVA 	<ul style="list-style-type: none"> - 40,0 kEUR
TOTAL estimé		- 3 500 kEUR

Tableau 1 : listes des principales situations d'urgence et travaux prévus à court terme

2 - PRINCIPAUX PROJETS PREVUS A COURT ET MOYEN TERME

Nous présentons dans le tableau suivant les principaux travaux pré-identifiés. Ce tableau est basé sur les travaux de planification en cours, essentiellement sur la CCOG.

Commune	Nature des travaux	Budget prévisionnel
St Laurent	- Extension de réseau	- 300 kEUR
Mana	- Extension de réseau	- 300 kEUR
Apatou	- Mise en conformité des réseaux HTA - Renforcement du stockage combustible - Dépollution	- non chiffrée - 200 kEUR - non chiffrée
Ouanary	- Renforcement de la centrale (GE de 100kVA) - Déplacement de la centrale	- 30 kEUR - 800 kEUR
Maripasoula & Papaïchton	- Interconnexion des 2 communes - Connexion du village d'Acapou - Projet de centrale micro-hydraulique (étude préalable mais projet non planifié pour le moment)	- 1 700 kEUR pour la ligne HTA 20kV enterrée (40km environ)
Maripasoula	- Réhabilitation de la centrale (reprise bâti, traitement des égouttures, dépollution) - Extension de réseau	- 1,0 MEUR dont 0,4 dépollution - 500 kEUR
Papaïchton	- Dépollution du site actuel - Extension de réseau	- 600 kEUR
TOTAL estimé		- 5 500 kEUR

Tableau 2 : liste des principaux travaux identifiés à moyen terme

A long terme, on peut également d'ores et déjà évoquer la construction de la route entre St Laurent et Apatou, qui devrait permettre la mise en place d'une ligne électrique avec l'électrification d'Apatou, mais également de nombreux écarts situés le long de cette route. Cette interconnexion et les électrifications d'écarts ont été intégrés dans les hypothèses de croissance du taux d'électrification de la commune d'Apatou passant entre 1999 et 2015 d'environ 35 à 90%, la grande majorité des nouveaux ménages raccordés étant électrifiés via des extension de réseau.

CHAPITRE 2 : CHOIX DES HYPOTHESES GENERALES

I - HYPOTHESES GENERALES : BASE STRUCTURELLE DES SCENARIOS

Nous présentons ci-après les hypothèses structurelles et communes aux différents scénarios étudiés par la suite. Elles permettent de définir le cadre de base des simulations. Elles ont été choisies sur des bases qui s'inscrivent dans un futur probable au sens où elles correspondent pour la plupart à des tendances structurelles actuelles, ou encore à des hypothèses s'appuyant sur des volontés politiques affirmées, ou encore au regard d'éléments techniques standard.

1 - HYPOTHESES DEMOGRAPHIQUES ET TAUX D'ELECTRIFICATION

En Guyane, ces deux hypothèses sont étroitement liées compte tenu de l'importance de la croissance démographique actuelle. Notons que le seul maintien des taux d'électrification actuels nécessite déjà d'importants efforts d'investissements.

1.a - Dynamique démographique dans les prochaines années

Le choix d'une hypothèse de croissance démographique modérée a été retenue pour les raisons suivantes :

(i) *Les paramètres politiques*

Le maintien probable, à l'horizon de l'étude, de la Guyane dans l'ensemble national. Ce paramètre dicte à la fois la poursuite d'une évolution sociologique et culturelle, mais également une stagnation économique ;

(ii) *Les paramètres sociologiques*

- La poursuite des transitions socioculturelles à l'œuvre aujourd'hui. Elles portent principalement sur la maîtrise renforcée de la fécondité chez la femme, ainsi que l'accès au travail salarié pour cette dernière. Ces deux évolutions conjuguées devraient produire leur plein effet sur une population dont la moitié a moins de vingt ans.
- L'urbanisation des populations, conjuguée aux évolutions précédentes, favorisera par les difficultés chroniques accumulées par les collectivités dans ce domaine devrait également infléchir le taux de croissance naturel.

(iii) *Les paramètres économiques :*

- Les faibles perspectives économiques génèreront un chômage croissant et engendreront :
 - Les flux de l'immigration devraient se tarir .
 - L'émigration chez les jeunes de mieux en mieux formés devrait augmenter
- Ce chômage endémique conjugué à l'urbanisation et à la raréfaction des aides sociales contribuera à une diminution du taux de fécondité.

Enfin, il nous a semblé également important de constater que ces hypothèses démographiques restaient dans une fourchette de projections avérées pour la puissance publique. En effet des hypothèses prenant trop en compte des facteurs non mesurables comme l'immigration clandestine, l'habitat spontané, se heurtent au problème de leur vérification nécessaire à toute opération d'aménagement.

Les résultats qui suivent apparaissent dès lors fondés et raisonnables, et engendrent déjà pour la puissance publique de nombreux défis à relever.

Le détail des hypothèses de projection par commune est reporté en *Annexe 1*. Le tableau suivant indique les hypothèses retenues par grande zone en terme démographique : progression du nombre d'habitants et taille des ménages.

	CCCL	CCEG	CCOG	Zone centre	Guyane
Population totale (1990)	66 803	2 881	25 989	19 005	114 678
Population totale (1999)	92 059	4 042	37 553	23 559	157 213
<i>Tx croissance moyen/an 1990-1999</i>	3,6%	3,8%	4,2%	2,4%	3,6%
Population totale (2015)	146 311	7 252	73 025	40 061	266 649
<i>Tx croissance moyen/an 1999-2015</i>	2,9%	3,7%	4,2%	3,4%	3,4%
Taille des ménages (1999)	3,16	4,21	4,09	3,34	3,39
Taille des ménages (2015)	3,09	4,07	3,69	3,09	3,26

La taille des ménages est un paramètre structurant pour les projections, qui sont effectuées pour la demande résidentielle sur le nombre de ménages électrifiés, issus du nombre d'habitants et de la taille des ménages.

Rappel : définition Insee de "ménage"

"On appelle ménage l'ensemble des occupants d'un même logement (occupé comme résidence principale), quels que soient les liens qui les unissent. Il peut se réduire à une seule personne"

Ile de Cayenne :

Communes : Cayenne, Rémire-Montjoly, Matoury, Macouria, Roura et Montsinéry-Tonnégrande.

L'Ile de Cayenne atteindrait presque 150 000 habitants en 2015, en constituant une vaste agglomération.

Sa croissance démographique sera commandée par un mode de vie urbain. Les difficultés socioéconomiques chroniques conjuguées à l'évolution des comportements pèseront fortement sur le taux de natalité de cette zone.

La croissance démographique passera en moyenne, sur la période, en dessous des 3% et se rapprochera au-delà de 2015 des 2,3% constatés sur Cayenne

La taille moyenne des ménages baisserait elle régulièrement sur l'Ile de Cayenne sous l'effet des facteurs suivants :

- La diffusion dans toutes les classes sociales du contrôle des naissances, du fait de la jeunesse de la population.
- L'évolution vers un mode de vie de plus en plus urbain et moderne, l'agglomération dépasse déjà les 100 000 habitants.
- L'amélioration de l'habitat avec les programmes de logements sociaux qui favoriseront le décroisement des générations.

Communes du littoral centre:

Communes : Kourou, Sinnamary et Iracoubo, Saint Elie

Kourou représente 75% de cette zone du littoral centre et commande l'évolution démographique de la zone.

Hormis Iracoubo, qui devrait voir son taux remonter vers 3 points (à notre sens le taux très bas est dû à la contradiction entre le bourg vieillissant et en désérance, et les villages amérindiens à forte natalité), Sinnamary et Kourou tendront lentement vers les moyennes de l'Ile de Cayenne.

Les communes de la CCOG et de la CCEG :

Communes : Camopi, Maripasoula, Papaïchton, Grand Santi et Apatou, Saul.

Les forts taux de croissance constatés sur la décennie précédente et alimentés en partie par les migrations transfrontalières devraient se réduire tout en demeurant nettement plus élevés que sur le littoral.

Cette croissance démographique soutenue est due à la fois à une population très jeune (plus de 60% de celle-ci a moins de vingt ans) et à un fort taux de natalité dû aux importantes mutations sociologiques en cours sur ces zones et aux stratégies de ressources monétaires par le biais des allocations sociales.

De fait il faut constater que depuis une vingtaine d'années le taux de natalité a eu plutôt tendance à augmenter sous l'effet des regroupements dans les bourgs et l'éclatement des structures traditionnelles et des responsabilités qui y étaient attachées. On peut citer, entre autres, la baisse significative de la primiparité chez les jeunes filles des groupes amérindiens et bushinengués. La progression, en zone urbaine ou suburbaine, du contrôle des naissances ne se fera que lentement et proportionnellement à l'acquisition de revenus monétaires significatifs.

Deux facteurs concourent également à la baisse de la taille des ménages, même si celui-ci demeurera relativement élevé :

- La progression modérée du contrôle des naissances.
- L'évolution des stratégies de ressources monétaires par le biais des allocations sociales. Ces stratégies trouvent leurs limites dans la croissance des charges générées par les enfants.

Nous noterons que pour les communautés autochtones, depuis une trentaine d'années, il y a eu croissance du taux de natalité, sous l'effet des mutations sociologiques déstructurantes : regroupement des populations dans les bourgs, affaiblissement de l'autorité traditionnelle et de la responsabilité familiale traditionnelle. On peut penser que ces phénomènes ont atteint leur apogée, et cèdent progressivement la place aux normes modernes du contrôle des naissances.

Communes du littoral Ouest :

Les villes de Saint Laurent du Maroni et de Mana, lieux d'immigration principaux du bassin du Maroni, et qui abritent ces populations en transition sociologique, devraient de ce fait ne pas voir leur taux de croissance démographique diminuer sensiblement jusqu'en 2015

Globalement les communes de Saint Laurent du Maroni et Mana sont en plein développement urbain, avec des phénomènes sociologiques et économiques transitoires qui favorisent une forte natalité. Aussi, assisterons nous à une baisse lente de la taille moyenne des ménages qui mènera cette région à la situation de l'île de Matoury (pour Saint Laurent) et Macouria à la fin du vingtième siècle.

Commune de Saint Georges de l'Oyapock

Quant à Saint Georges de l'Oyapock, c'est son caractère de sas transfrontalier avec un renouvellement relativement rapide de sa population qui contribuera au maintien d'un taux de croissance démographique élevé, avec une baisse lente de la taille des ménages.

1.b - Hypothèses de taux d'électrification à l'horizon 2015

Nous avons pour chaque commune estimé un taux d'électrification à l'horizon 2015. Le détail des hypothèses par communes est également reporté en Annexe 1, et nous ne présentons ici que les données consolidées par communes "interconnectées" et "isolées" :

	Interconnecté	Isolé	Total
Population totale (1999)	140 922	16 291	157 213
Populations électrifiées (1999)	130 887	8 361	139 249
Taux électrification (1999)	92,9%	51,3%	88,6%
Population totale (2015)	231 644	35 005	266 649
Populations électrifiées (2015)	226 990	28 967	255 957
Taux électrification (2015)	98,0%	82,8%	96,0%

Les hypothèses de taux d'électrification sont particulièrement volontaristes au regard de la dynamique démographique déjà très forte. Ainsi, la combinaison des hypothèses d'évolution démographique et des taux d'électrification aboutit à une progression moyenne annuelle du nombre de ménages électrifiés de 4,1%, en passant de **41 630 ménages électrifiés en 1999 à près de 78 900 en 2015**, soit un quasi doublement (81% de progression sur la période).

Nous reportons ci-dessous le nombre de ménages électrifiés sur la période de simulation, entre l'année de calage 2002 et les simulations à 2010 et 2015 :

Nombre de ménages électrifiés	Cayenne	Kourou	Saint Laurent	Site isolé	Total
2002	31 974	7 681	5 482	3 037	48 174
2010	41 046	10 635	8 913	5 605	66 199
2015	46 988	12 645	11 597	7 607	78 836
TCAM 2002 - 2015	3,01%	3,91%	5,93%	7,32%	3,86%

La croissance la plus forte se retrouve au sein des zones isolées et est atténuée sur les zones du littoral. De plus, les hypothèses volontaristes d'accélération des taux d'électrification des communes de l'intérieur atteint à cet horizon, un niveau de saturation qui devrait limiter les croissances attendues après cette période.

2 - HYPOTHESES SUR LA DEMANDE ELECTRIQUE

Les données obtenues après la finalisation du rapport n°1 de diagnostic de l'existant notamment sur les sites isolés nous ont permis d'ajuster ou de préciser certains points. Avant toute simulation, il s'est révélé indispensable d'ajuster au mieux les hypothèses de base et de définir les déterminants de projections les plus pertinents. Ces compléments à la reconstitution de la demande électrique en 2002 sont présentés en *Annexe 2*. Nous indiquons ci-dessous le tableau récapitulatif de calage de la demande électrique par typologie de consommateur et en distinguant l'interconnecté des sites isolés.

Niveau de tension	Typologie de consommateur	Typologie agrégée	Demande totale (kWh)	Interconnecté (kWh)	sites isolés (kWh)
BT	Ménages	ménages	214 608 259	208 743 750	5 864 509
BT Pro	Agriculture	services	840 591	830 688	9 903
BT Pro	Artisanat - Petite Industrie	services	5 064 706	4 871 630	193 076
BT Pro	Commerce intégré et Gros Stockage	services	21 382 647	21 326 184	56 463
BT Pro	Commerce indépendant	services	6 784 163	6 682 446	101 717
BT Pro	Hôtellerie restauration	services	4 006 489	3 933 856	72 633
BT Pro	Bureaux – administrations	services	45 861 268	45 562 080	299 188
BT Pro	Hôpitaux collectivités diverses	services	377 758	298 886	78 872
BT Pro	Locaux scolaires et universitaires	services	779 187	763 138	16 049
BT Pro	Equipements collectifs	services	11 253 396	11 114 442	138 954
HT Pro	Equipements collectifs	services	22 770 438	22 770 438	0
HT Pro	Locaux scolaires et universitaires	services	11 634 444	11 634 444	0
HT Pro	Hôpitaux collectivités diverses	services	17 556 083	17 556 083	0
HT Pro	Commerce intégré et Gros Stockage	services	25 319 814	25 319 814	0
HT Pro	Agriculture	services	7 844 221	7 844 221	0
HT Pro	Bureaux – administrations	services	41 123 881	41 123 881	0
HT Pro	Industrie	industrie	138 507 305	138 507 305	0
HT Pro	Hôtellerie restauration	services	14 492 835	14 492 835	0
Demande totale 2002 en MWh			590 207	583 376	6 831
Offre totale 2002 en MWh			655 795	646 758	9 036
Taux de pertes identifiés				9,80 %	24,4 %

Demande résidentielle :

La demande résidentielle est bien entendu directement liée aux hypothèses de taux de croissance démographique et de taux d'électrification indiqués précédemment.

Nous avons reporté en *Annexe 9* les principales zones de développement identifiées par commune notamment grâce aux travaux de l'EPAG, et pour lesquelles des représentations cartographiques sont également présentées.

Demande industrielle spécifique :

Nous verrons que tendanciellement, la demande industrielle tend à stagner voir à diminuer au regard des autres secteurs. Néanmoins, tout projet important peut avoir un impact majeur sur la structure de la demande et les prévisions. A ce stade néanmoins, seuls 2 projets importants ont été identifiés :

- création de la base "Soyouz" avec pas de tir sur le CSG à Kourou. Ce projet a été confirmé et sa mise en œuvre est prévue d'ici à 2005/2006. L'impact de ce projet a été évalué dans le cadre des scénarios de projection à un accroissement de la puissance appelée d'environ 3 à 4 MW.
- le projet minier canadien au pied de la montagne de Kaw : cette activité fortement énergivore serait susceptible d'appeler une puissance estimée à 10 à 12MW de façon quasiment permanente au regard de l'activité et des procédés d'extraction et de traitement fonctionnant jour et nuit. Le raccordement au réseau du littoral nécessiterait la construction d'une ligne de 40 km en forêt. Une étude comparative entre interconnexion et autoproduction sur le site est en cours. Les choix dépendront également des éventuels avantages obtenus en terme d'achat de produits pétroliers. En dépit de l'état d'avancement de ce projet, nous avons retenu de ne pas en tenir compte dans les projections de la demande et les propositions d'adéquation des moyens de production. Les données sur la demande appelée restent en effet

encore trop générales. L'impact de ce projet sur l'équilibre du réseau interconnecté (avec une puissance appelée en bout de ligne, en aval de Cayenne déjà éloignée de Petit Saut) nécessite par ailleurs une étude détaillée qui sort du cadre de cette étude. *Il conviendra donc d'intégrer ce projet aux projections de la demande électrique et ré-évaluer les contraintes en terme de production et de transport si son raccordement venait à être confirmé sur le réseau interconnecté.*

2.a - Hypothèses générale sur le calcul des puissances appelées

Le détail de la méthodologie et des déterminants est présentée en *annexe 2*. Nous rappellerons néanmoins ici les difficultés de projections sur les puissances au regard des données disponibles. Compte tenu du caractère très différent des niveaux de foisonnement qui peuvent exister entre les sites interconnectés et les sites isolés, nous avons procédé de manière différente pour ces deux niveaux de représentation.

Cependant, les pointes obtenues de cette manière correspondent à des visions agrégées (réseau de transport). Il conviendrait de disposer d'éléments plus précis pour utiliser ces résultats dans le cadre de réseaux de distribution. Il est évident que le facteur de foisonnement des quelques 45 000 abonnés résidentiels reliés à ce réseau est très différent du facteur de foisonnement pour les sites isolés, qui se distinguent par des nombres de ménages raccordés allant de 11 à plus de 700 abonnés en fonction des sites. Les résultats sont néanmoins pour le moment ceux utilisés dans le cadre des évaluations de dimensionnement des extensions de réseaux présentées au paragraphe 4 - qui suit.

Un besoin important de travaux complémentaires apparaît. En particulier sur les sites isolés, la solution pour une représentation la plus proche du réel consisterait à effectuer une série de simulations basées sur des enquêtes d'équipement et de mode d'utilisation précises pour des typologies basées sur le nombre de consommateurs, principalement sur les faibles nombres. Par exemple :

- 1) 10 abonnés
- 2) 20 abonnés
- 3) 40 abonnés

Au delà de 50 abonnés, la loi statistique de foisonnement converge rapidement vers un niveau moyen de puissance basé sur un profil type. De telles simulations réalisées avec le logiciel EVE par exemple (qui génère des courbes de charges réelles par abonné et qui agrège les puissances ensuite), assureraient un niveau de précision suffisant pour réaliser des calculs de réseau de distribution précis.

3 - HYPOTHESES GENERALES SUR L'OFFRE DE PRODUCTION :

3.a - Solution de production sur le réseau interconnecté : puissance garantie

Il est important de souligner que le choix du niveau de service et de sécurité à garantir dimensionne le besoin en nouvelles capacités. Il n'est pas possible dans le cadre de cette étude de faire des simulations probabilistes des risques de défaillance, qui doivent prendre en compte les caractéristiques de l'offre de production mais également de la demande.

Nous avons donc opté pour une approche pragmatique de respects d'un certain nombre de coefficients.

L'*annexe 3* précise quelques compléments aux éléments présentés ci-dessous, qui précisent les hypothèses retenues pour les différents moyens de production existants.

Hypothèses retenues pour le barrage de Petit Saut

Le barrage de Petit Saut est une composante primordiale dans le schéma de production de la Guyane.

Compte tenu des récents épisodes de relative faible pluviométrie, nous ferons l'hypothèse, dans nos calculs, que l'aménagement de Petit Saut peut fournir à tout moment une puissance minimale de 52 MW (soit la puissance de 2 groupes). Les moyens de production complémentaires thermiques seront supposés pouvoir alimenter en puissance garantie les consommateurs sans défaillance de réseau HTB, si ces centrales sont judicieusement implantées vis-à-vis des centres de consommation.

Hypothèses retenues pour les centrales thermiques :

Il est supposé que :

- 2 des 8 groupes Diesel de la centrale de Degrad des Canes sont indisponibles : en effet, comme on pourra le constater par la suite, les groupes Diesel de Degrad des Canes sont assez sollicités. Le cas de 2 groupes indisponibles sur 8 est donc fréquent (1 groupe en maintenance programmé et l'autre en indisponibilité fortuite, par exemple). Si ces hypothèses peuvent paraître relativement optimiste, rappelons qu'à partir de 2004, l'ensemble des groupes auront été réhabilités, et que les taux de disponibilité devraient être notablement améliorés par rapport à ceux observés ces dernières années.
- les 3 TAC sont disponibles, (elles sont moins sollicitées que les groupes Diesel, et en principe plus fiables, suivant les modèles, et la qualité de combustible),
- les 4 groupes Diesel en conteneur à St Laurent du Maroni sont disponibles, (ils sont moins sollicités que les Diesel fonctionnant au fuel lourd).

3.b - Solutions envisagées pour les sites isolés

De la même façon pour les sites isolés, il convient d'évaluer pour quel risque de défaillance les moyens de production doivent être dimensionnés. Compte-tenu des spécificités des sites isolés, de la nature de la demande et des surcoûts importants d'installation, il semble raisonnable d'accepter un risque de défaillance plus élevé sur les sites de l'intérieur. Nous retiendrons néanmoins qu'un service minimum devra être fourni, et qu'une configuration mono-groupe n'est dès lors plus concevable à moyen terme (cas actuel de nombreux villages électrifiés). Plusieurs groupes, turbines hydrauliques, ou systèmes hybrides combinant diverses sources de production seront donc privilégiés.

4 - HYPOTHESES GENERALES SUR L'OFFRE DE TRANSPORT & DISTRIBUTION :

4.a - Approche générale et évaluation des extensions réseaux

Ces travaux sont particulièrement délicats à évaluer dans le cadre d'un Schéma Départemental, qui entend faire des projections à un horizon pour lequel les incertitudes sont nombreuses tant sur la localisation que la configuration des zones d'extension de réseau.

Il convient dans ce cadre de prévoir malgré tout une planification aussi précise que possible des travaux de VRD, pour pouvoir en tenir compte dans les schémas d'électrification.

Les documents de l'EPAG et la connaissance du terrain ont été mis à contribution.

La démarche adoptée pour évaluer les travaux sur le transport et la distribution s'appuie sur des hypothèses de répartition de l'électrification des nouveaux ménages sur la période 2004-2015 selon 3 types :

1. les nouveaux ménages électrifiés via un *raccordement aux réseaux existants* : ces ménages ne nécessitent pas de développement de nouvelles lignes BT ou

HTA spécifiques. Leur raccordement implique simplement une nouvelle charge sur les réseaux existant, dont il conviendrait d'étudier les effets : chute de tension, perte en ligne, etc...

2. les nouveaux ménages électrifiés suite à une *extension du réseau BT* et éventuellement HTA
3. les nouveaux ménages électrifiés par un *système photovoltaïque individuel* (non raccordé à un réseau)

La répartition par grande zone territoriale des nouveaux ménages selon ces 3 types est indiquées en *Annexe 4*. Nous y précisons également les grandeurs déterminantes de charge des réseaux, et notamment les puissances marginales appelées par clients. Les puissances prises en compte dans cette étude paraissent faibles, il serait intéressant d'instrumenter au niveau 'un échantillonnage représentatif de postes pour connaître ces valeurs au niveau des départs BT issus des postes de transformation (cf. limite des projections en puissance présentée au *paragraphe I - 2.a - page 20*.

Précisons que l'incidence du raccordement de nouveaux ménages sur les réseaux existant n'a pas été possible dans le cadre de cette étude. Il faudrait pour cela avoir la connaissance des taux de charges des transformateurs en service et localiser les besoins. Rappelons néanmoins que si ces raccordements sont diffus sur le territoire ils ne devraient pas poser de gros problème puisque en moyenne à chaque poste serait raccordé 1 ménage tous les 2 ans et que l'analyse du réseau de transport présentée dans le rapport n°1 de diagnostic a montré que celui-ci dispose de réserve encore importante.

Les estimations qui suivent concernent donc uniquement l'impact des projections de nouveaux ménages électrifiés nécessitant des extension de réseau, c'est à dire de la typologie 2.

4.b - Principales hypothèses retenues pour l'évaluation des extensions réseaux

A défaut de connaître précisément les situations et les caractéristiques des zones de développement précises dans chaque commune - données qui ne peuvent être disponibles que lors des études préliminaires de travaux - nous avons imaginé des solutions permettant de desservir les demandes des ménages dans de bonnes conditions de distribution en évitant néanmoins tout surdimensionnement injustifié des infrastructures. Ces hypothèses sont présentées en *Annexe 5*, et les principaux résultats indiqués ci-après :

Synthèses des besoins moyens annuels d'extension réseau par zone géographique :

Zone	Bilan travaux annuels "moyens"	Coûts moyens
Cayenne	4 postes en cabine de 1000 kVA 2 postes type cabine basse simplifiée de capacité 250 kVA 8,2 km de ligne HTA 13,5 km de réseau BT de desservir 938 ménages par an	Coût annuel : 1712 kEUR Coût moyen/client : 188 EUR
Kourou	1 poste en cabine de capacité 1000 kVA 1 poste cabine basse simplifié de capacité 250 kVA 3 km de ligne HTA 4,130 km de ligne BT de desservir 244 ménages par an	Coût annuel : 1700 kEUR Coût moyen/client : 1800 EUR
Saint Laurent du Maroni	1 poste en cabine de capacité de 1000 kVA 1 poste cabine basse simplifié de capacité 250 kVA 2 km de ligne HTA 4,670 km de ligne BT de desservir 272 ménages par an	Coût annuel : 570 kEUR Coût moyen/client : 2300 EUR
Bilan zones interconnectées	6 postes en cabine de capacité de 1000 kVA 4 cabines basses de capacité 250 kVA ou 10 postes sur poteau 13,2 km de ligne HTA aérienne ou souterraine 22 km de ligne BT	Coût annuel : 2 800 kEUR Coût moyen/client : 1900 EUR
Sites isolés	Travaux fonction du nombre de ménages et de la configuration requise. Moyenne de 16m/client de ligne BT en 3x70mm ² +N+2EP	Coût moyen/client : 710 EUR

On peut évaluer en première approximation que le montant serait constant les 10 premières années car les postes mis en service les 5 premières années permettraient ensuite de raccorder de nouveaux clients dans ces zones nouvellement desservies par de simples extension BT de faibles longueurs. En première approche, on retiendra les prévisions moyennes annuelles suivantes :

Zone	Longueur d'extension réseau	Budget moyen annuel
Littoral	13 km de HTA 22 km de BT	2 800 kEUR
Intérieur	25 km de BT (chiffrage HTA en sus)	1 200 kEUR
TOTAL	13 km de HTA 48 km de BT (hors HTA intérieur)	4 000 kEUR/an soit 52 MEUR sur 13 ans

CHAPITRE 3 : SCENARIO TENDANCIEL : HYPOTHESES ET RESULTATS

I - ANALYSE DE LA DEMANDE

1 - HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA DEMANDE

1.a - Evolution des consommations des ménages

L'estimation des évolutions de consommation par la recombinaison de la demande électrique des ménages implique que nous émettions des hypothèses sur les évolutions des consommations unitaires. Celles ci sont la conséquence de plusieurs phénomènes qui viennent modifier les besoins des ménages :

- **La croissance des taux d'équipements.** Pour les ménages faiblement équipés, le niveau de confort va évoluer au cours de la période. En effet, l'estimation des taux d'équipement à l'année de calage montre que les niveaux de pénétration de certains équipements sont très différents d'une zone à l'autre. La mise à disposition de l'électricité pour les ménages des sites isolés va inévitablement entraîner un phénomène de rattrapage plus ou moins rapide du niveau de confort atteint sur le littoral.
- **Les évolutions technologiques.** Les caractéristiques des appareils disponibles sur le marché évoluent aussi. On considèrera notamment que les équipements soumis à des actions d'étiquetage sur le marché Européen ont des performances énergétiques qui s'améliorent dans le temps.

Nous considérons cependant que les habitudes de consommation des ménages ne sont pas modifiées ce qui implique le maintien des temps estimés d'utilisation.

Les hypothèses finales de structure des consommations unitaires que nous prenons pour ce scénario et pour l'année 2015 sont indiquées en *Annexe 6*.

L'application de ces hypothèses mène à un rattrapage des consommations unitaires des ménages de l'intérieur avec les ménages de la zone de Saint Laurent. On envisage que les consommations des zones de Kourou et Cayenne resteront encore supérieures mais que l'écart tend à se réduire.

Les évolutions globales induites par ces hypothèses sont les suivantes :

Consommation unitaire des ménages électrifiés	2002 (kWh)	2015 (kWh)	TxCr moy. (%/an)	TxCr moy. (%/période)
Sites isolés	2204	5331	7,03%	142%
Cayenne - Kourou	4823	6223	1,98%	29%
Saint Laurent	3534	5337	3,22%	51%
PV	978	1502	3,36%	54%

Tableau 3 : Scénario BAU - Evolution de la consommation unitaire des ménages électrifiés par zone entre 2002 et 2015

Ces hypothèses entraînent, on le voit, une très forte augmentation des consommations unitaires des ménages électrifiés comprise entre 1,98 % par an pour les ménages les plus équipés et 7,03 % par an pour les ménages des sites isolés. Notons par ailleurs que ce taux de croissance annuel vient en quelque sorte compenser (au niveau des besoins de production) le rattrapage des pertes des communes de l'intérieur vers les pertes observées sur le réseau interconnecté.

Les principales évolutions de consommation unitaire par ménages concernent les équipements suivants :

Evolutions 2002 – 2015 en kWh / an supplémentaire	Cayenne - Kourou	Saint Laurent	Sites isolés	PV
climatisation / ventilation	1218	1237	1786	189
Cuisson	16	46	186	0
Eclairage	65	64	183	-3
ECS	110	161	274	0
Electroménager	64	72	54	0
Froid	-155	104	532	166
Loisirs	69	69	113	172
Piscines	12	50	0	0
Total	1400	1803	3127	524

Tableau 4 : Scénario BAU – Evolution 2002-2015 des consommations unitaires annuelles domestiques par type d'équipements par zone

La place du froid, malgré une amélioration de l'offre technique qui a un impact positif sur les ménages du littoral, reste la plus importante. Elle devient néanmoins inférieure à 50 % sur toutes les typologies de ménages. On remarque par exemple une très forte augmentation de ce poste chez les ménages situés au sein des sites isolés. L'usage de la climatisation est très développé et devient le second poste de consommation. Les autres usages qui subissent aussi des augmentations importantes sont l'eau chaude sanitaire, l'éclairage et les consommations de loisirs avec la généralisation de multiples équipements électroniques et informatiques. On remarque aussi que l'électroménager prend une place grandissante au sein de l'ensemble des ménages pour des raisons différentes. Sur le littoral, on considère que ce sont les équipements en sèche linge qui se développent alors que les communes de l'intérieur s'équipent en lave vaisselle. On remarque aussi une légère évolution des consommations des ménages électrifiés via des générateurs photovoltaïques. Le graphique suivant montre les principaux postes de consommation par ménage électrifié.

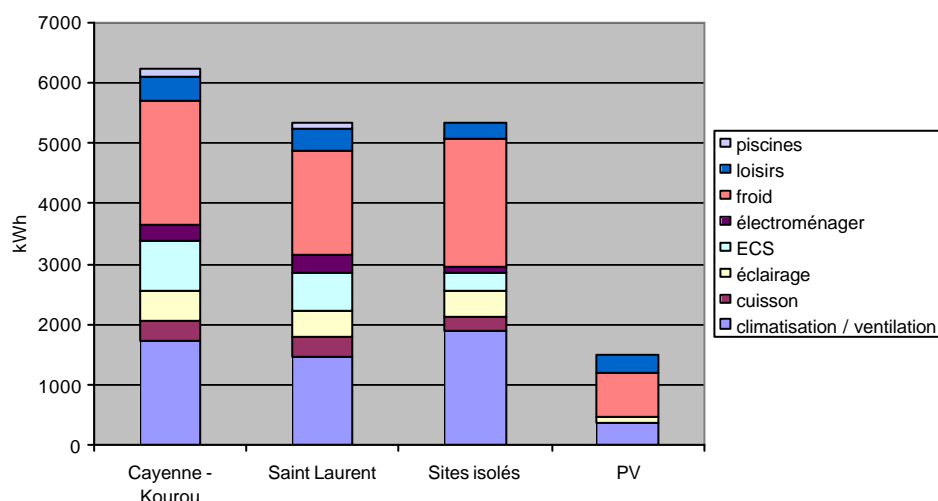


Figure 1 : Consommation unitaire des ménages électrifiés en 2015

1.b - Evolution des consommations de services

La situation des consommations de l'année 2002 nous a montré que les consommations de services étaient fortement dépendantes de la commune considérée et de son développement, comme l'illustre clairement le tableau suivant :

Situation 2002	Cayenne	Kourou	Saint Laurent	Site isolé
Min CU Service (kWh/ménage électrifié)	1722	1718	2740	0
Max CU Service (kWh/ménage électrifié)	9517	5649	4525	719

Tableau 5 : Variation des consommations unitaire des services à l'année 2002 en fonction des communes par grandes zones

L'identification de ces services en termes d'usages finaux de l'énergie n'est pas possible dans le cadre de l'étude menée. C'est pourquoi, nous faisons subir une augmentation moyenne à ces consommations correspondant aux évolutions pressenties au sein des ménages :

- Augmentation des surfaces climatisées
- Evolution importante des niveaux d'équipements en bureautique
- Pénétration des systèmes de production d'eau chaude sanitaire
- Evolution structurelle des besoins de services pour les communes de l'intérieur

Nous traduisons ces évolutions de consommation unitaire par un taux de croissance annuel qui permet de distinguer les grandes zones, en prenant en compte le niveau de développement actuel (hypothèses de croissance des consommations unitaires de service légèrement inférieures à celles du secteur résidentiel) :

	2002 kWh/ménage élec	2015 kWh/ménage élec	TCAM en %	TxCr Période (%)	rappel des taux de croissance des consommations unitaires des ménages (TCAM %)
Cayenne	5472	6640	1,5%	21%	2,38%
Kourou	5228	6345	1,5%	21%	2,38%
Saint Laurent	3832	4957	2%	29%	3,28%
Site isolé	318	866	8%	172%	10,94%

Tableau 6 : Hypothèses de taux de croissance unitaire des service par grande zone

La consommation unitaire de service pour les sites isolés, évaluée à 318 kWh/an/ménage électrifié en 2002 traduit clairement le déficit actuel de service sur les sites isolés. Le taux de progression annuel de 8% de consommation unitaire des services sur les sites isolés - bien que plus de 4 fois supérieur à celui retenu pour les zones littorales – prend en compte des hypothèses de développement de service principalement dans les grands bourgs des sites isolés (éducation, santé, administration, commerce et éventuellement offre touristique).

1.c - Evolution des consommations de l'industrie

Afin d'avoir une vision la plus exhaustive possible des enjeux de la croissance des consommations électriques sur le territoire Guyanais, nous ajoutons des hypothèses de croissance structurelle de l'industrie. Une vision historique des consommations industrielles nous montre qu'elle n'ont pas subies de véritables augmentations au cours des cinq dernières années. Ce phénomène est observé de la même façon en métropole et traduit un ralentissement des activités de production et une amélioration de la rentabilité énergétique des procédés. C'est pourquoi, nous faisons le choix de ne pas faire évoluer ces consommations hors projet spécifique (cf. projet Soyouz présenté dans les hypothèses générales).

2 - RESULTATS DES PROJECTIONS DE LA DEMANDE

2.a - Evolution de la demande d'énergie

L'application de ces hypothèses dans le modèle de simulation de la demande aboutit aux résultats présentés ci dessous. On y observe une évolution très marquée des consommations des sites isolés alors que la zone de Kourou laisse apparaître une

relative saturation due au poids important des consommations industrielles qui évoluent peu.

En GWh	Cayenne	Kourou	Saint Laurent	Site isolé	Total
2002	380	222	45	9,24	656
2010	495	270	77	20,53	863
2015	583	299	109	34,04	1025

Tableau 7 : Projection BAU de la demande électrique 2010 et 2015 (pertes réseaux incluses)

Les consommations électriques Guyanaises devraient atteindre 1 TWh en 2015 dans ce scénario, soit près du double de la consommation observée en 1999. Cependant, il convient de remarquer que cette croissance devrait nettement se ralentir après cette échéance car les taux d'électrification et les taux d'équipement des ménages arriveraient à un niveau très élevé. La croissance future serait ensuite fonction du rythme d'évolution de la démographie.

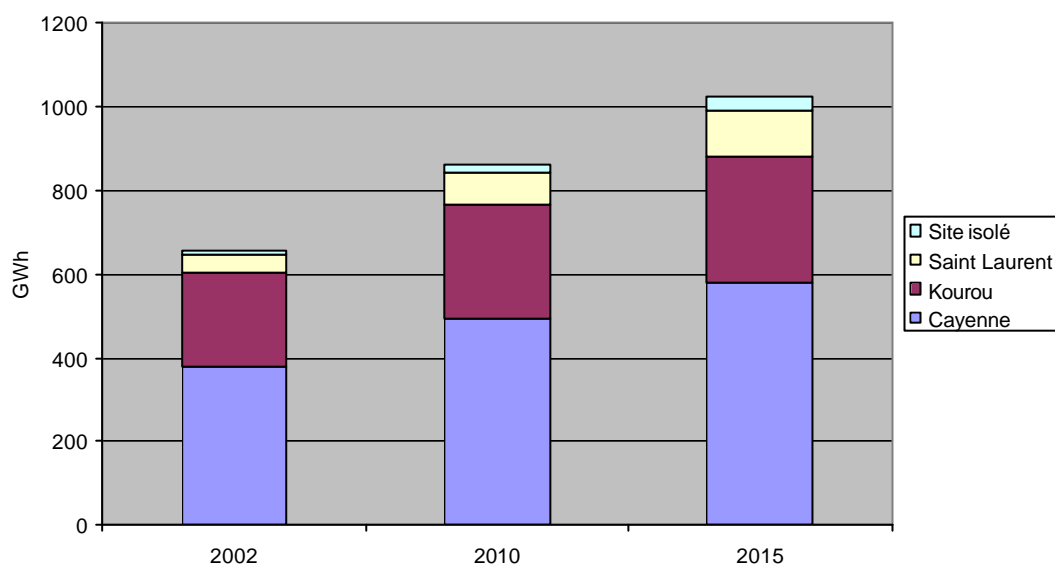


Figure 2 : Evolution des consommations BAU 2010-2015 par zone

L'analyse sectorielle qui suit montre que les consommations domestiques rattrapent les consommations de services et donnent un caractère de moins en moins industriel aux besoins électriques.

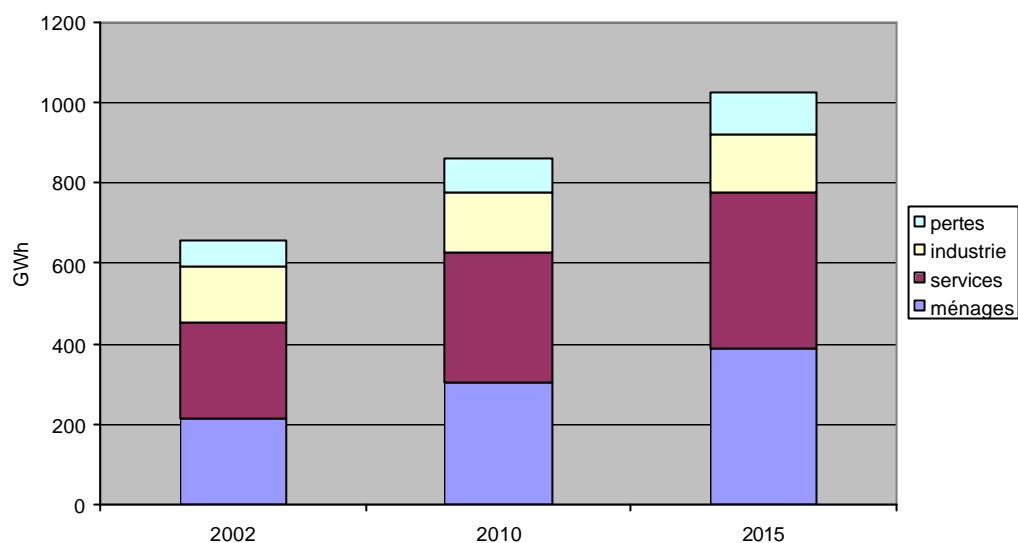


Figure 3 : Evolution des consommations par secteur

Le tableau suivant indique l'évolution de la part des différents secteurs dans la demande électrique globale : on voit que la stagnation de l'industrie est compensée par une croissance importante de la demande domestique, qui passe de 36% à 42% de la demande globale en 2015.

	ménages	services	industrie	total
2002	36%	40%	24%	100%
2010	39%	42%	19%	100%
2015	42%	42%	16%	100%

Tableau 8 : BAU - Evolution de la part de demande électrique par secteur entre 2002, 2010 et 2015

2.b - Evolution des puissances appelées

La modélisation des puissances obtenues à ces échéances nous permet de reconstituer les courbes de charges qui suivent. On y observe principalement une légère accentuation de la pointe de soirée due à la place de plus en plus importante prise par les ménages dans la structure de la consommation.

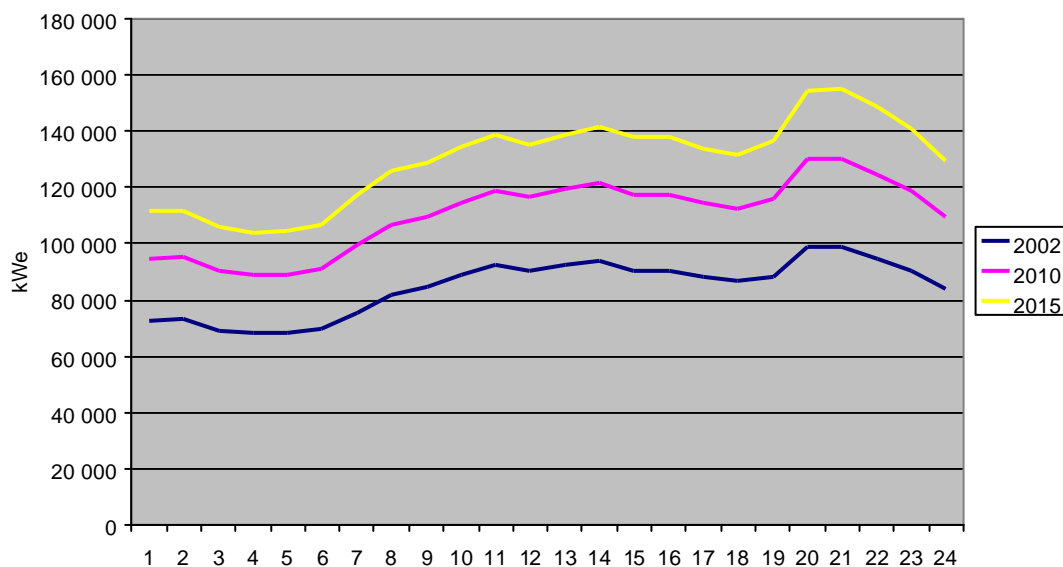


Figure 4 : Scénario BAU – Simulation de courbe de charge à l'horizon 2010 et 2015

La pointe issue de ce scénario devrait atteindre 130,1 MWe en 2010 et 154,9 MWe en 2015 à 21 h. La structure de la courbe de charge en 2015 par secteur montre que les pointes cumulées de fin d'activité des services (bureaux essentiellement) et du début de soirée du résidentiel conditionnent beaucoup la pointe synchrone du réseau. Ainsi, des actions ciblées sur les usages concernés par cette plage horaire auraient une efficacité importante sur la réduction de la puissance appelée.

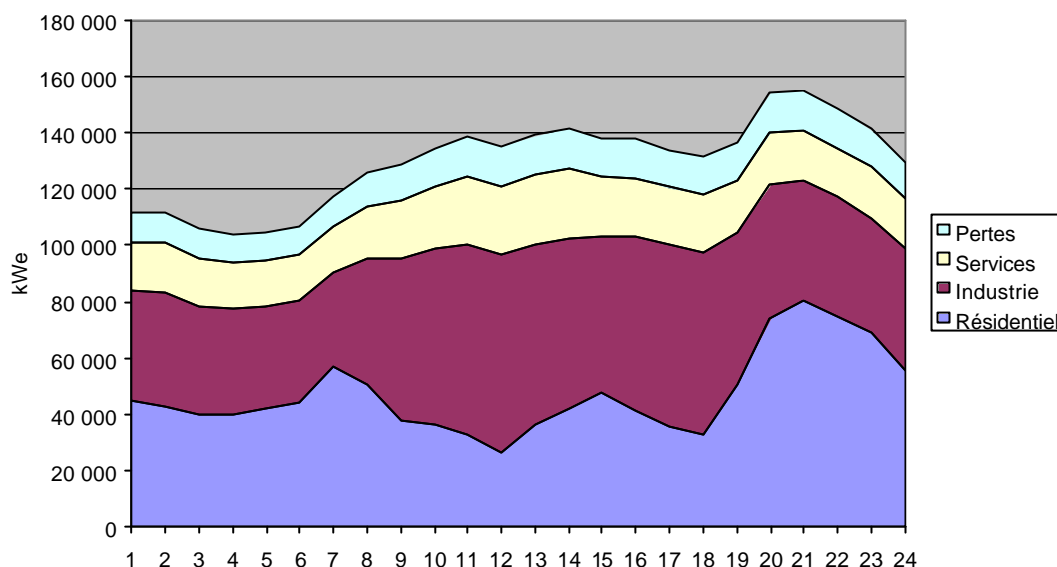


Figure 5 : Scénario BAU – Projection de la courbe de charge par secteur en 2015

Par grande zone, la commune de Cayenne devient nettement majoritaire et impose son profil à la forme générale de la charge. A elle seule, cette zone génère 60 % de la puissance maximale appelée à 21 h (93 Mwe).

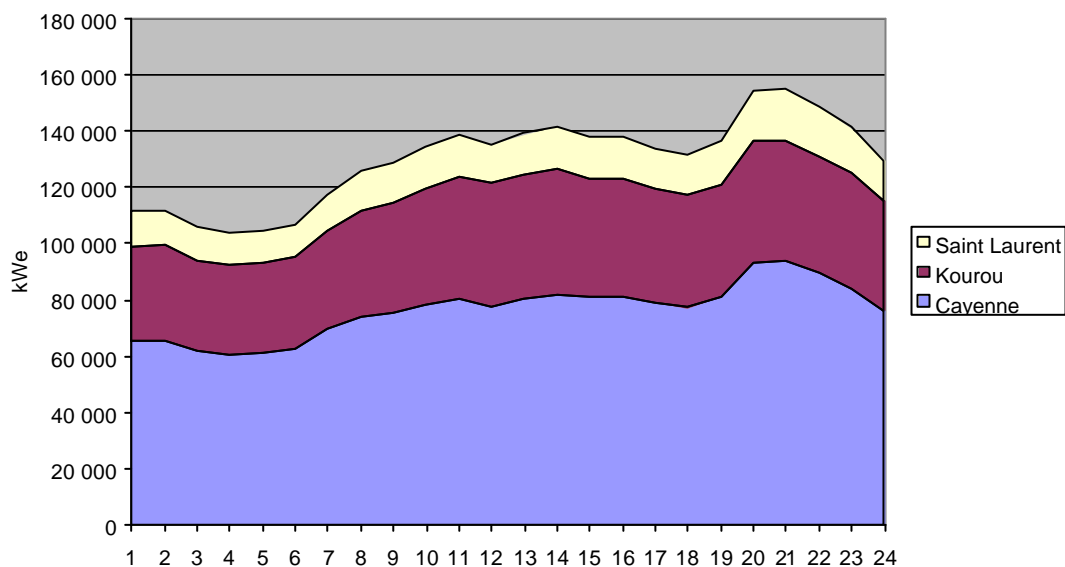


Figure 6 : Scénario BAU - Courbe de charge du réseau interconnecté par grande zone

2.c - Evolution de la demande sur les sites isolés

Les évolutions attendues sur les sites isolés sont les plus importantes car elles cumulent plusieurs effets :

- L'équipement des ménages,
- Les évolutions démographiques

- Les évolutions de taux d'électrification

Pour les mêmes raisons que celles exposées lors du calage des consommations, nous ne sommes pas en mesure de présenter des courbes de charge en prospective sur ces sites. Cependant, nous pouvons évaluer l'évolution des consommations induite par les hypothèses de croissance unitaires (ménages et services) et estimer une pointe par site correspondant à un système moyen de production décentralisée sur 24 heures. Ces pointes ne sont pas corrigées des facteurs de sous dimensionnements mentionnés lors du calage en puissance pour l'année 2002.

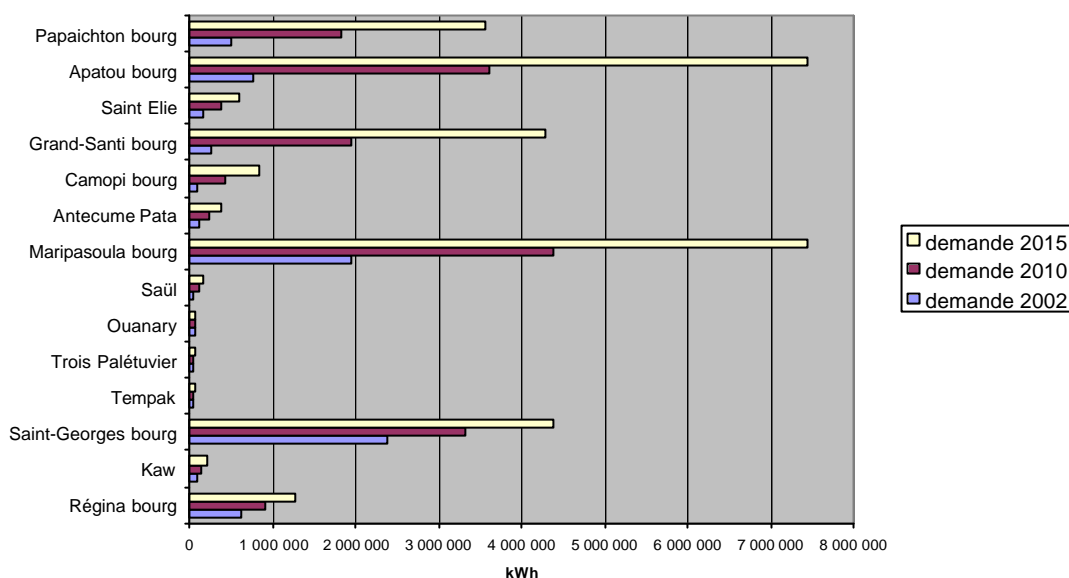


Figure 7 : Scénario BAU – Evolution des consommations des sites isolés

On note sur ce graphique l'importance des hypothèses démographiques et de taux d'électrification sur les besoins électriques des différentes zones. Ainsi, on s'attend à voir la consommation de certains villages multipliée par 8 sur les 13 prochaines années ce qui n'est pas sans conséquences sur les prévisions de moyens de production à mettre en œuvre à cet horizon.

2.d - Energie photovoltaïque

Les hypothèses de développement des installations de générateurs photovoltaïques ont un impact non négligeable sur la consommation électrique, notamment au sein des sites isolés qui représentent près de la moitié des installations en 2015. Le tableau et le graphique qui suivent montre la montée en puissance de ces systèmes sur le territoire.

PV en MWh	Cayenne	Kourou	Saint Laurent	Sites isolés	Total
2002	351,1	28,1	54,7	301,2	735,2
2010	617,3	151,5	315,5	788,2	1872,5
2015	861,2	267,4	593,0	1297,6	3019,3

La consommation affectée au PV dépasse 3 GWh en 2015 et est multipliée par 4 par rapport à la situation actuelle.

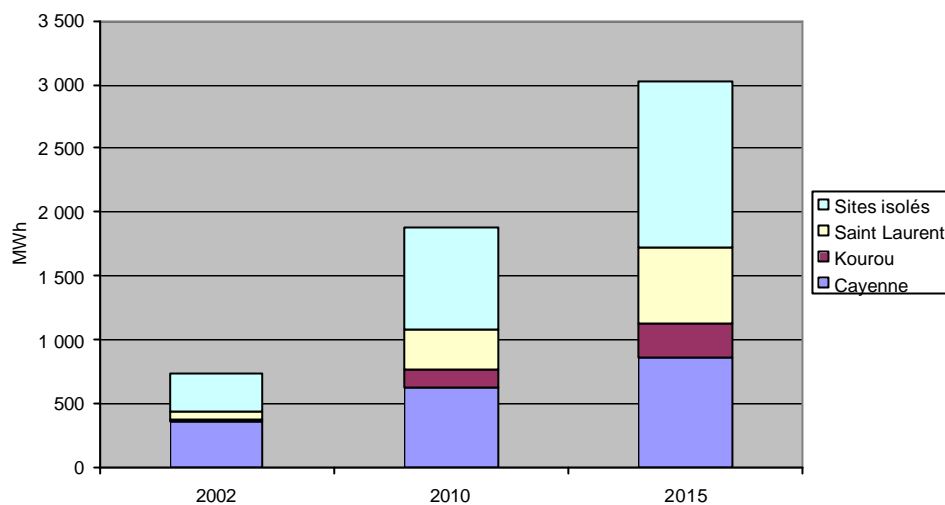


Figure 8 : Scénario BAU – Energie produite par systèmes photovoltaïques isolés

II - PROPOSITION D'ADEQUATION OFFRE / DEMANDE DU SCENARIO TENDANCIEL

1 - EVALUATION OFFRE/DEMANDE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE

1.a - Hypothèses envisagées pour l'interconnecté

Compte tenu des hypothèses énoncées au chapitre 2, paragraphe 3.a, les groupes thermiques participent fortement à la puissance garantie du réseau.

Or, suite à la réglementation concernant les rejets d'oxydes d'azote dans l'atmosphère, un premier groupe Diesel de puissance 8 MW de la centrale de Degrad des Cannes devra être soit déclassé, soit mis aux normes, en 2006.

La chronologie pour les autres groupes est la suivante :

- 1/1/2008 : 2 groupes,
- 1/1/2009 : 2 groupes,
- 1/1/2010 : 2 groupes,
- 1/1/2011 : 2 groupes.

L'étude entre les solutions de mises au norme ou de déclassement et de substitution par d'autres moyens de production est en cours au sein d'EDF.

Comme nous l'avons vu, le réseau dispose d'une puissance garantie suffisante, si les dispositions adéquates concernant les groupes Diesel sont prises.

1.b - Proposition d'adéquation offre/demande pour l'interconnecté

Les simulations de production sont indiquées en Annexe 7.

Besoins en production thermique :

Les besoins en production thermique en terme de GWh dépendent des hypothèses sur l'hydraulicité moyenne de l'année, et du type de scénario (BAU ou MDE).

Il est supposé qu'en année moyenne, l'aménagement de Petit Saut produit 560 GWh, et qu'en année de faible pluviométrie, il en produit 420.

Dans ce contexte, on constate qu'une contrainte apparaît en 2011, année pour laquelle les groupes Diesel (ou leurs moyens de remplacement) ne peuvent plus assumer seuls la production d'environ 422 GWh dans le scénario BAU, si cette année est faiblement pluvieuse.

Cette contrainte apparaît une année plus tard dans le scénario MDE, compte tenu de la consommation moindre, mais aussi de la production des moyens EnR

complémentaires (éoliennes, pour 20 GWh, et dans une moindre mesure biogaz pour 2 GWh).

Il est donc supposé l'installation d'un groupe de 25 MW de base en 2011 (groupe bois / charbon, Diesel fuel lourd, ou turbine à combustion cycle combiné fuel domestique). Par la suite, des besoins supplémentaires en énergie apparaissent en 2015 dans le scénario BAU, faible pluviométrie : compte tenu du déclassement supposé de 2 groupes Diesel de Degrad des Cannes, un groupe de production de base devrait encore être installé (ce qui n'est pas le cas encore dans le scénario MDE).

Pour mémoire, les travaux de prévisions du RTE indiquent pour la Guyane la nécessité d'un complément de production de 20 MW en 2008, avec 20MW à installer en remplacement des Diesel à déclasser.

2 - EVALUATION OFFRE/DEMANDE SUR LES SITES ISOLES

2.a - Hypothèses de PDE pour les sites isolés

Dans le cadre du scénario tendanciel, nous conservons les options existantes, à savoir :

Village	Scénario tendanciel – solution PDE proposée
Antecume Pata	GE
Apatou bourg	Raccordement réseau à l'horizon 2008
Camopi bourg	GE
Grand-Santi bourg	GE
Kaw	Hybride PV/Diesel existant (remis en fonctionnement)
Maripasoula bourg	GE
Ouanary	GE
Papaïchton bourg	GE
Régina bourg	GE
Saint Elie	GE
Saint-Georges bourg	GE
Saül	Hybride PV/Diesel existant
Tempak	GE
Trois Palétuvier	GE
Trois Sauts	GE

Tableau 9 : Scénario BAU – Option de production retenue pour les sites isolés

Comme indiqué précédemment, les écarts et ménages isolés restent eux électrifiés par systèmes photovoltaïques autonomes.

2.b - Proposition d'adéquation offre/demande pour les sites isolés

Nous avons évalué pour chacun des sites électrifiés via un réseau les principaux paramètres d'impact techniques et environnementaux

		Scénario BAU
Production totale	MWh	280 655
Pmax globale	MW	6,2
Puissance EnR installée	MW	12,6
Production EnR	MWh	36 195
Production GE	MWh	244 460
Conso Carburant	m3	87 756
Conso Carburant	tep	77 476
Conso lubrifiant	m3	611
Emission GES	tCO2	207 849
Part de la production EnR	%	12,9%

La production actuelle en EnR de ce scénario est due pour la grande majorité à la production estimée pour la centrale hydraulique de Saut Maripa et dans une moindre mesure aux production photovoltaïques des installations de Saül et de Kaw. Précisons qu'en l'absence de données précises sur la production possible de Saut Maripa, nous avons retenu comme hypothèses une remise en marche des 3 turbines, avec une stabilisation du facteur de charge moyen de production à 40%. Le potentiel de production photovoltaïque de Saül, sous-utilisé aujourd'hui, est pratiquement doublé à l'horizon 2005 pour une utilisation maximale du productible solaire.

CHAPITRE 4 : SCENARIO PDE/MDE : HYPOTHESES ET RESULTATS

I - ANALYSE DE LA DEMANDE

1 - HYPOTHESES D'EVOLUTION DE LA DEMANDE

Le programme de MDE présenté reste modeste par ses objectifs. Il convient de rappeler qu'il ne s'agit pas ici de l'identification d'un potentiel de MDE mais bien d'un programme réaliste à mettre en œuvre sur l'ensemble du territoire sur une période de 10 ans entre 2005 et 2015. Cependant, toutes les actions complémentaires, ciblées, qui pourraient venir faire diminuer la pointe seront bénéfiques d'un point de vue économique dans un tel contexte de croissance, en particulier sur les zones décentralisées à fort développement. Dans ce rapport, le programme reste décrit de manière succincte et fera l'objet de précisions pour le rendu final de l'étude, notamment sur l'évaluation économique de sa mise en œuvre une fois les hypothèses adoptées. Plusieurs constatations méritent d'être effectuées à ce stade :

- La situation de forte croissance des équipements de certains ménages peut laisser une opportunité d'actions sur les marchés afin d'intervenir avant les cycles souvent longs de renouvellement d'équipement
- La pénétration de la climatisation dans les ménages et son développement dans le tertiaire peuvent être jugulés par l'application de réglementations sur les constructions
- Le secteur de l'industrie restant à priori relativement stable et très spécialisé, ne constitue pas un enjeu prioritaire de la MDE en Guyane.

Le scénario qui suit peut donc être qualifié de réaliste dans le sens où il ne prend pas ces remarques en considération et n'intervient sur le marché des équipements qu'au rythme de leurs renouvellements.

Les principaux objectifs fixés concernant le résidentiel et le tertiaire sont :

- Limitation du développement de la climatisation dans les secteurs résidentiel et tertiaire
- Pénétration des technologies fluocompactes pour l'éclairage
- Politique généralisée d'amélioration de l'offre d'équipements de production de froid domestique
- Substitution de production d'eau chaude sanitaire électrique par des capteurs solaires thermiques
- Adéquation des auxiliaires de circulation de fluides dans le tertiaire et le résidentiel et développement de la vitesse variable sur les moteurs de pompes et ventilation.

Notons qu'à ce stade, des études d'impact sur des actions spécifiques de tarification, délestage ou encore facteur de puissance ne sont pas évaluées.

1.a - Hypothèses d'actions de MDE sur la demande résidentielle

Nous ne considérons pas d'évolution fortes dans les usages (pas de variation du nombre d'heure d'utilisation des équipements). En revanche, les actions de MDE proposées permettent d'agir sur les taux d'équipements et/ou sur les puissances unitaires des équipements. Le tableau suivant indique les hypothèses de modification des paramètres retenues à l'horizon 2015 par rapport au scénario tendanciel. Celles-ci concernent l'ensemble des typologies de ménages retenues.

Modification des paramètres 2015 entre scénario BAU et MDE	éclairage	réfrigérateurs	congélateurs	Combinaisons	climatiseur	ventilateur	chauffe eau	cuisson	piscine
Taux équipement					-25%	25%	-10%	-10%	
Puissances	-40%	-40%	-30%	-35%		-30%			-25%

Tableau 10 : MDE – Hypothèses de modification des taux d'équipement et des puissances pour la demande résidentielle

L'impact de ces actions en termes de consommation unitaire est le suivant :

Usage	En kWh / ménage électrifié / ans	Cayenne - Kourou	PV	Saint Laurent	Sites isolés
climatisation / ventilation	BAU	1746	378	1476	1913
	MDE	1425	292	1209	1556
	Economies	321	86	267	357
cuisson	BAU	313	0	313	224
	MDE	291	0	291	206
	Economies	22	0	22	17
éclairage	BAU	498	112	432	419
	MDE	356	112	308	300
	Economies	142	0	123	120
ECS	BAU	814	0	652	307
	MDE	740	0	592	279
	Economies	74	0	59	28
électroménager	BAU	294	0	278	80
	MDE	294	0	278	80
	Economies	0	0	0	0
froid	BAU	2026	727	1715	2117
	MDE	1521	727	1294	1578
	Economies	505	0	421	539
loisirs	BAU	389	285	357	272
	MDE	389	285	357	272
	Economies	0	0	0	0
piscines	BAU	144	0	115	0
	MDE	115	0	92	0
	Economies	29	0	23	0
Consommation unitaire BAU		6223	1502	5337	5331
Consommation unitaire MDE		5131	1416	4422	4271
Economies		-17,5 %	- 5,7%	- 17,1%	- 19,9%

Tableau 11 : Scénario MDE : Impact des actions de MDE par usage et par zone sur le résidentiel

Il est important de voir qu'à l'horizon 2015, les actions proposées ne sont pas à leur effet maximal et que les phénomènes de pénétration de nouveaux équipements sur le marché mettent du temps à monter en puissance. Cependant, l'application de ce programme demande par exemple que l'on change sur une période de 10 ans 40 % des congélateurs alors que sur cette même période, seulement 66 % de ces équipements seront de nouvelles acquisitions, ce qui revient à toucher 60 % du marché. Pour l'éclairage, l'objectif est plus modeste car il revient à équiper chaque ménage de 2 à 3 lampes fluocompactes

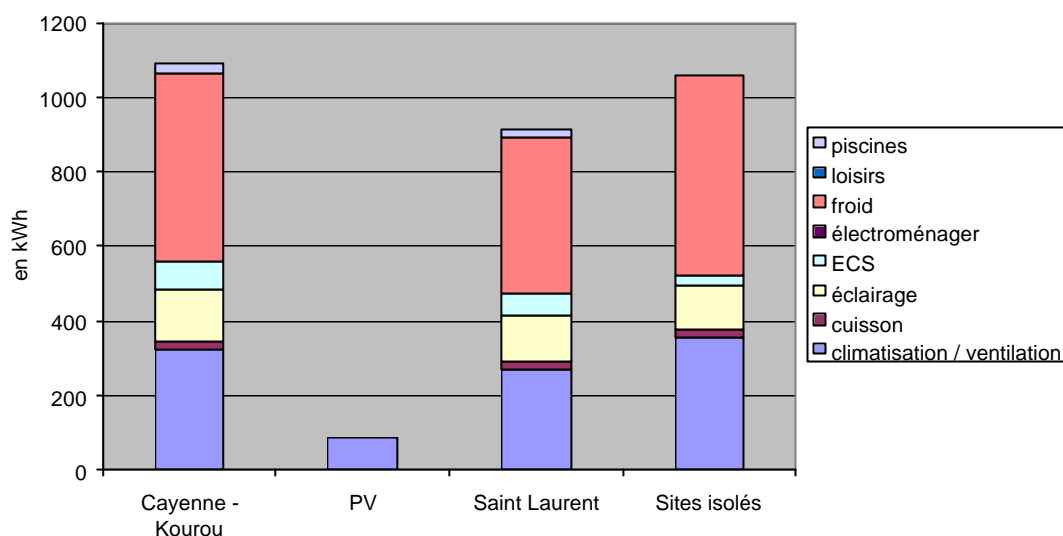


Figure 9 : Scénario MDE – Consolidation des économies réalisées sur la consommation unitaire des ménages par zone à l'horizon 2015

1.b - Hypothèses d'actions de MDE sur la demande des services

Les données de décomposition des consommations par usage dont nous disposons pour le secteur des services sont limitées à un ensemble de prédiagnostics énergétiques réalisés par l'APAVE sur 16 sites alimentés en moyenne tension. Cependant, aucun de ces sites ne concerne les équipements de bureaux qui représentent la plus grosse partie des consommations de ce secteur.

Le tableau qui suit reprend les principales informations que nous pouvons tirer de ces analyses qui identifient un potentiel global d'économie d'énergie de 12 %

Nomenclature finale	Conso relevée en 1998 kWh	P sous kW	% par usages				
			clim	froid indus	éclairag e	Process / ECS	autre
Agro alimentaire	2 521 586	370	17	23	4	27	29
Agro alimentaire	1 488 200	320	10	47	7	14	22
Agro alimentaire	990 709	250	5	15	9	35	36
CAHORE	1 130 825	200	70		18		12
CAHORE	2 002 657	450	65		20	5	10
CAHORE	1 450 119	265	55		14	14	17
CAHORE	1 073 886	140	65		14	14	7
CAHORE	614 842	150	60		16	16	8
Commerce	1 197 395	240	40	43	7		10
Commerce	1 858 190	370	10	40	20		30
Commerce	781 320	180	52	19	24		5
Commerce	1 697 680	365	48	15	25		12
Commerce	1 383 635	260	47	14	24		15
Télécom	13 833 564	2700	1		2	79	18
Transports	3 673 544	680	65		16		19
Agro alimentaire	1 274 356	280	4	29	4	55	8

Au regard de ces chiffres, il apparaît que la climatisation et la production de froid représentent l'essentiel des consommations, suivi de l'éclairage. Il est donc possible, en traitant prioritairement les bureaux, de se fixer un objectif de réduction des consommations unitaires de ce secteur de 20 % en développant des actions sur les usages suivants :

- Limitation de la pénétration de la climatisation. Le simple fait de maintenir le taux de surfaces climatisées à son niveau actuel permettrait de gagner plus d'un tiers des consommations de ce secteur (rappelons que nous avons identifié des taux de croissance des consommations unitaires des services toujours supérieurs à 20 % sur la période)
- Amélioration des techniques de climatisation et limitation des besoins, amélioration de la ventilation, mise en place d'occultation des ouvrants,
- Audit généralisé des systèmes de production de froid industriel, sur-isolation des équipements de froid dans les commerces,
- Diffusion massive des techniques d'éclairage performants, installation de systèmes de contrôle commande pour l'automatisation de l'éclairage dans les surfaces tertiaires.

Ces mesures demanderaient à être évaluées plus précisément. L'objectif d'un gain de 20 %, correspond à l'évolution des besoins unitaires du littoral évalués dans le scénario tendanciel. Si cette limitation de la croissance des besoins du secteur tertiaire est obtenue, c'est même vers une baisse de la consommation unitaire qu'il sera possible de s'orienter, ce qui représente un enjeu de taille.

2 - RESULTATS DES PROJECTIONS DE LA DEMANDE

Les résultats de simulations induits par les hypothèses décrites précédemment sont présentés dans les tableaux et graphiques qui suivent :

2.a - Evolution de la demande d'énergie

En GWh	Cayenne	Kourou	Saint Laurent	Site isolé	Total
2002	380	222	45	9,24	656
2010	486,1	267,6	74,9	18,9	847,5
2015	556,1	290,6	100,5	29,1	976,3

Tableau 12 : Scénario MDE – Evolution de la demande électrique 2010 et 2015 (pertes réseaux inclus)

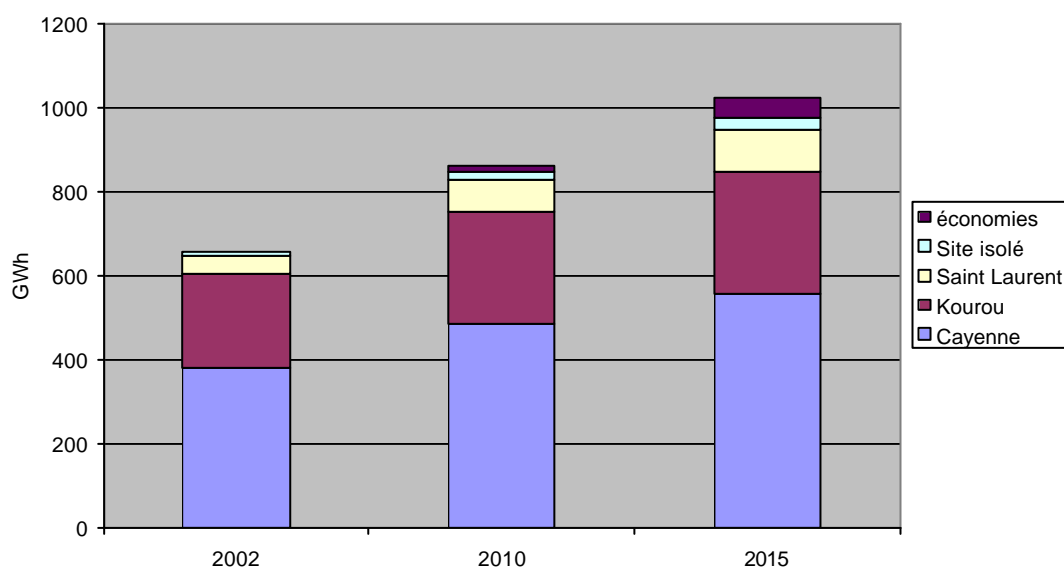


Figure 10 : Scénario MDE : Impact du scénario sur les consommations entre 2002, 2010 et 2015

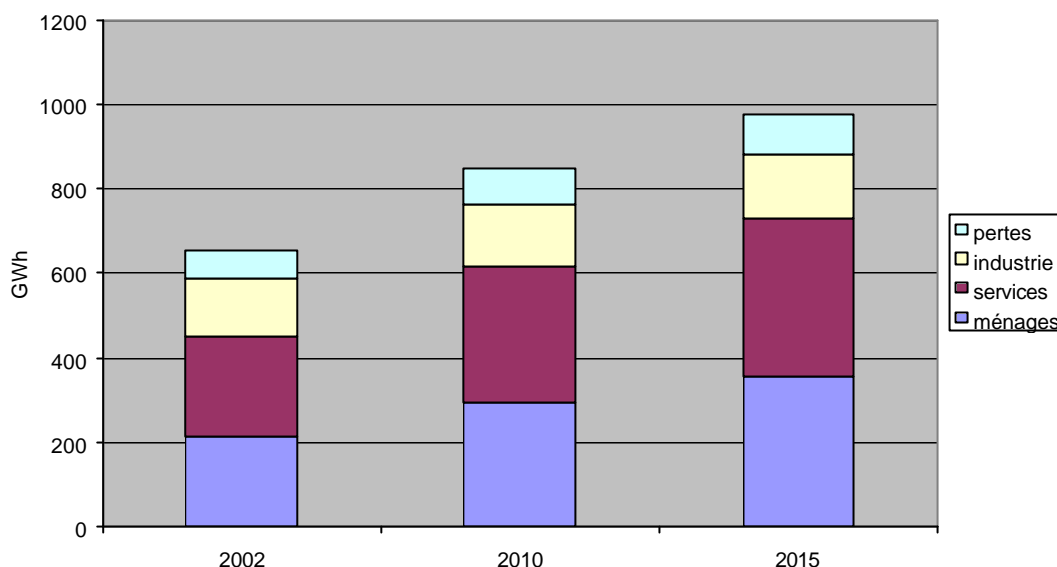


Figure 11 : Scénario MDE - Evolution des consommations par secteur

Economies en GWh	ménages	services	industrie	pertes	Total
2002	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2010	9,87	4,01	0,00	1,61	15,48
2015	30,68	13,20	0,00	4,77	48,66

Tableau 13 : Scénario MDE – Economies réalisées par secteur

Dans le cadre des hypothèses retenues, près des 2/3 des économies réalisées sont réalisées par des actions de MDE sur les ménages. Comme nous le verrons plus loin, l'impact des actions de MDE sur le secteur des services est sans aucun doute sous-dimensionné et des simulations complémentaires pourront être réalisées une fois les grands axes définis.

Précisons enfin que les gains sur les pertes sont obtenus sur les hypothèses de diminution des pertes principalement "non techniques" des sites isolés, qui est un élément indispensable au préalable de toute action de MDE.

2.b - Evolution des puissances appelées

En terme de puissance appelée, la projection de la courbes de charge dans le scénario MDE est très délicate, compte tenu des déformations probables engendrées par les différentes actions et qu'il est difficile de quantifier à ce niveau. Nous avons néanmoins estimé à ce niveau des pointes synchrones appelées sur le réseau aux valeurs suivantes :

- Pointe 2002 : 98,5 MW
- Pointe 2010 : 121,2 MW
- Pointe 2015 : 140,4 MW

II - ADEQUATION OFFRE / DEMANDE DU SCENARIO PDE/MDE

Comme indiqué précédemment, le scénario PDE/MDE s'inscrit dans des hypothèses volontaristes de valorisation de sources de production d'origines renouvelables, qui répondent aux 2 grands enjeux que sont les risques sur les changements climatiques et la diminution de la dépendance pétrolière. Les propositions qui suivent sont basées sur les principales études de productions par sources d'énergies renouvelables

fournies par l'Ademe lors de la première mission de Transénergie en septembre dernier.

1 - EVALUATION OFFRE/DEMANDE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE

1.a - Hypothèses envisagées pour l'interconnecté

Plusieurs solutions sont envisageables pour la production d'énergie au niveau du réseau interconnecté. Au regard des données disponibles, nous avons inclus dans le scénario la prise en compte de 3 filières principales :

- l'éolien
- la biomasse
- la valorisation du gaz de décharge

Notons que nous n'avons pas inclus dans nos projections le développement d'une production photovoltaïque raccordée au réseau, qui pourrait néanmoins se développer au regard des tarifs de rachat existants et des éventuels outils de promotion complémentaires (exonération fiscale, etc...).

L'analyse détaillée des sources de production décentralisée basée sur les énergies renouvelables est présentée en Annexe 8.

Production éolienne :

Rappel historique :

Une étude concernant l'énergie éolienne en Guyane réalisée par le Cabinet Germa en 1997 a été mise à disposition de Transénergie par l'ADEME, basé sur l'évaluation du gisement éolien sur trois sites de la bande côtière de la Guyane (mesures durant 9 mois) :

- o Couachi (commune de Mana),
- o Organabo (commune d'Iracoubo),
- o Sinnamary (commune de Sinnamary)."

Au regard des technologies disponibles à l'époque, les conclusions de ce rapport étaient peu encourageantes au développement de projets éoliens.

Contexte actuel :

Le contexte dans le domaine de l'énergie éolienne a notablement évolué entre 1997 et 2003. D'une part les coûts de réalisation de parcs éoliens ont baissé, d'autre part les tarifs de rachat de l'électricité fournie ont augmenté.

Ainsi, l'investissement pour un parc de 6 éoliennes Vestas V29-225 de puissance installée totale 1 350 kW, sur la bande côtière près de Cayenne, était estimé en 1997 à 17 402 000 FHT, soit 2,65 MEUR, ou encore 1 965 EUR/kW.

Aujourd'hui, ces coûts peuvent être estimés dans un premier temps à 1 200 Euros/kW, pour le "grand éolien", en tenant compte de frais supplémentaires de génie civil, comme suggéré par le Cabinet Germa, de surcoûts spécifiques DOM, et hors octroi de mer.

Dans le même temps, le tarif d'achat est passé de 0,0545 EUR/kWh à 0,0915 EUR/kWh (jusqu'à un niveau de production correspondant à 2050 heures de fonctionnement à la puissance maximale installée). Par ailleurs, différentes incitations fiscales ont été maintenues.

Faisabilité de différents types de projets éoliens à court terme :

Sur la base des éléments de l'étude du Cabinet Germa, et la prise en compte de l'évolution du contexte, la faisabilité de différents types de projets a été réexaminée.

L'implantation d'un parc éolien de taille significative peut-être envisagée par exemple dans un premier temps dans les conditions ci-après, et après quelques analyses préliminaires :

- puissance de l'ordre de 12 MW à proximité de Cayenne (une puissance de cet ordre devrait être compatible avec les réseaux électriques, et les moyens de production actuels, sans investissement majeur en terme d'adaptation, mais cette hypothèse devra être vérifiée),
- situation sur la bande côtière, dans une zone de vitesses de vent intéressante, d'après la cartographie sur logiciel GeoWind,
- distance à un poste source si possible inférieure à 20 km, (poste source de Suzini ou Malouin)

Une étude plus poussée serait bien entendu nécessaire pour vérifier les contraintes techniques (aéroport, faisceaux hertziens, conditions d'accès, qualité des sols...), foncières (POS, liste des propriétaires,...), et sociales : volonté et acceptabilité locale d'implanter des éoliennes (collectivités, habitants).

Une simulation préliminaire a été faite à partir des hypothèses suivantes :

- implantation de 13 éoliennes de 900 kW, hauteur de moyeu 60 m, diamètre rotor 52 m,
- vitesse de vent à hauteur de moyeu : 6,7 à 7 m/s (hypothèse faite à partir de la valeur estimée par le Cabinet Germa à 31,5 m : 6,2 m/s), d'où production nette estimée à 23,4 GWh, (à partir de données constructeurs, et compte tenu de valeurs supposées moyennes pour les effets de sillage, taux de disponibilité, pertes transformateurs, auto-consommation),
- coût d'investissement total : $1\,200 \text{ EUR/kW} \times 13 \times 900 \text{ kW} = 14\,040\,000 \text{ EUR}$,
- frais d'exploitation et ensemble des charges égaux à 26% du Chiffre d'Affaire annuel.

Les résultats technico-économique nous conduisent à penser que l'implantation de parcs éoliens en Guyane est envisageable dans les conditions actuelles.

Des études plus détaillées pourraient donc être menées pour préciser la rentabilité de telles installations de "grand éolien" sur différents sites qui restent à déterminer. Outre le type d'hypothèses et d'analyses déjà évoquées ci-dessus, ces études devront tenir compte des incitations fiscales DOM ("défiscalisation"), et également des différentes taxes applicables (octroi de mer,...).

Pénétration de l'énergie éolienne à moyen terme en Guyane :

S'il s'avère que un ou plusieurs sites sont rentables en Guyane, la question de la limite en équipement d'éoliennes se posera. Si un équipement d'une dizaine de MW en puissance ne devrait pas trop poser de problème, grâce notamment à la capacité de régulation des groupes Diesel, il n'en est pas de même si l'on envisage des installations plus importantes.

En effet, dans ce cas, les variations de puissance, à l'échelle de la seconde, des groupes Diesel de Degrad des Cannes pourraient devenir intolérables, sachant de plus que les groupes hydrauliques de Petit Saut sont moins aptes à ce type de variation rapide.

Le consultant se tient à disposition pour effectuer une analyse plus poussée sur l'impact de l'implantation d'éoliennes en Guyane, en fonction de l'intensité de turbulence à hauteur de pales, du type d'éoliennes, de la constitution du parc de production sur le réseau Guyanais à un instant donné, (hydraulique, Diesel, TAC,...), et les transferts d'énergie sur ce réseau. Ces études devraient être menées relativement rapidement, compte tenu de leur durée, et parce qu'elles peuvent impacter les choix des différents modes de production futurs en Guyane, y compris en ce qui concerne les moyens thermiques (choix des types de groupes, et du type de combustible, suivant l'utilisation en base, semi-base, ou pointe).

Biomasse :

Des éléments d'études de préfaisabilité concernant la production d'électricité à partir d'une centrale à bois ont été mis à disposition de Transénergie.

Cette étude suppose le développement de la filière bois en Guyane, et propose la production d'électricité à partir de :

- 16 000 T/an de bois anhydre déchet,
- 189 000 T/an de bois récoltés refendus.

L'électricité serait produite à partir d'une centrale de 25 MW équipée d'une turbine à vapeur.

Contexte actuel :

Le contexte politique a favorablement évolué depuis 1998 en ce qui concerne le développement des énergies renouvelables, y compris à partir de biomasse.

Compte tenu :

- de la nécessité d'installer des moyens de production complémentaires en fin de décennie,
- de la durée des études et procédures liées à la mise en service d'une nouvelle centrale électrique,
- de la présence d'un important gisement de matière première bois en Guyane,
- l'étude de faisabilité dont il était question en 1998 peut s'avérer utile à court terme.

Les aspects à cerner tout particulièrement sont, comme précisé par le CIRAD Forêt, le coût de mise à disposition du combustible bois.

En ce qui concerne les autres coûts (investissements pour les infrastructures de stockage, manutention, groupe de production électrique, conduite, maintenance, ...), le retour d'expérience des centrales bagasse/charbon à la Réunion et en Guadeloupe serait particulièrement utile.

En effet, il s'avère que la filière bagasse/charbon paraît compétitive dans ces départements par rapport aux filières Diesel fuel lourd ou cycle combiné fuel domestique.

La technique utilisée (chaudière et turbine à vapeur) est mature. Elle est la même pour les centrales fonctionnant au charbon, à la bagasse ou au bois (dans cette gamme de puissance, la filière gazogène, ie gazéification, n'est pas encore passée au stade industrielle).

La filière charbon faisant partie des solutions envisageables en fin de décennie, l'étude d'une solution bois/charbon permettrait de mieux cerner les coûts d'objectif de production du bois énergie.

En cas de développement de la filière bois, la centrale pourrait fonctionner essentiellement au bois, et dans le cas contraire, elle fonctionnerait au charbon.

Projet de cogénération électricité/froid à l'étude dans le cadre du PER :

Le Plan Energétique Régional en cours étudie la possibilité d'une centrale bois énergie de production d'électricité et de froid sur la zone de Kourou. Les premiers éléments disponibles évaluent la production de cette centrale à environ 78 GWh d'électricité,

Biogaz de décharge :

Des éléments d'études concernant la réhabilitation de la décharge des Maringouins, et le plan d'exploitation du futur CET (Centre d'Enfouissement Technique) ont été mis à disposition de Transénergie.

En ce qui concerne la production de gaz, "Selon les analyses effectuées, on peut escompter une production de gaz de 100-420 m3/h au cours des prochaines années". D'après nos éléments, une telle production permettrait le fonctionnement d'un groupe électrogène de puissance environ 500 kWe, et une production annuelle pouvant atteindre 2 GWh.

Les techniques de traitement de gaz sont à présent matures, conduisant à une durée de vie des moteurs suffisante pour voir les projets se réaliser en métropole. Les conditions spécifiques aux DOM (mesures fiscales, tarifs d'achat de l'électricité) étant plus favorables qu'en métropole, il paraît opportun d'étudier la production d'électricité à partir de ces gaz, en lieu et place de les brûler en torchère.

1.b - Proposition d'adéquation offre/demande pour l'interconnecté

Contrainte en puissance (rappel) :

Pas de contrainte en puissance sur la période observée, si les groupes Diesel de Degrad des Cannes sont mis aux normes, ou remplacés.

Contrainte en production :

Une contrainte apparaît en 2011, dans le scénario BAU, si cette année est faiblement pluvieuse.

Dans le scénario MDE, cette même contrainte apparaît en 2012

Des éléments complémentaires sont indiqués en Annexe 7.

2 - EVALUATION OFFRE/DEMANDE SUR LES SITES ISOLES

2.a - Hypothèses de PDE pour les sites isolés

Ici aussi, plusieurs solutions ont été étudiées. Sur la base des études existantes, 2 solutions ont été principalement retenues pour le scénario de PDE dans les sites isolés :

- centrale hydraulique ou hydraulique/diesel sur les sites pour lesquels les études disponibles indiquaient des potentiels intéressants
- centrale hybride photovoltaïque/diesel pour les communes ne disposant pas d'un potentiel hydraulique clairement identifié

Les installations photovoltaïques individuelles restent également la principale solution prise en compte dans le cadre de l'électrification des écarts très isolés. Les hypothèses pour ce type d'installation restent inchangées par rapport au scénario tendanciel compte tenu des hypothèses de taux d'électrification des écarts dans les communes de l'intérieur.

Précisons qu'en première approche, nous avons considéré dans une hypothèse sans doute optimiste des impacts de production des nouvelles centrales à partir de 2005. Les simulations pourront être relancées sur la base d'un plan de réalisation plus précis.

Les caractéristiques technico-économiques des centrales micro-hydrauliques et des centrales hybrides photovoltaïques/diesel ont été présentées dans le cadre du rapport n°1 de diagnostic de l'existant. Nous nous limiterons ici à une synthèse des hypothèses retenue :

Centrales hydrauliques :

Des éléments plus détaillés sur les données issues des études disponibles sont reportés en *Annexe 8*.

Centrale micro-hydraulique	Puissance installée	Productible annuel	Coût d'investissement estimé et coût de revient du kWh (Tx actualisation 8%)
Antecume Pata	50 kW	Montée en charge progressive à partir de 2005, avec 95% de la consommation produite par la centrale (à terme près de 350 MWh/an)	<i>Investissement</i> : 18 300 EUR/kW (ligne HTA incluse) <i>Coût de production actualisé</i> : 0,46 Euro/kWh
Maripasoula, centrale de Bamba	515 kW	Montée en charge progressive entre 2005 et 2007. Production à terme de 2 000 MWh/an	<i>Investissement</i> : 25 750 EUR/kW (ligne Roger et Zidock incluses) <i>Coût de production actualisé</i> : 0,64 Euro/kWh
Trois Sauts	26 kW	174 MWh/an	<i>Investissement</i> : 25 750 EUR/kW (ligne Roger et Zidock incluses) <i>Coût de production actualisé</i> : 0,52 Euro/kWh

Nous conservons les mêmes hypothèses de production de la centrale de Saut Maripa que celles retenues dans le scénario tendanciel pour la commune de St Georges.

Centrale hybride photovoltaïque/diesel

Deux typologies de centrales ont été retenues pour les centrales hybrides. Ces typologies s'appuient sur le retour d'expérience de la centrale de Kaw et des études préliminaires sur le village de Sparouine. Le coût de production est une évaluation préliminaire et devra faire l'objet d'études plus complètes.

Type de centrale hybride	Productible annuel	Coût de revient du kWh (Tx actualisation 8%)
Type 1 : 60kVA diesel / 100 kWc PV	<i>Production PV</i> : environ 80 MWh/an <i>Production diesel</i> : appoint de puissance en soirée et d'énergie au regard de la croissance de la demande	<i>Coût de production actualisé</i> : - 1,2 Euro/kWh hors subvention EnR - 0,74 Euro/kWh avec 65% de subvention sur l'investissement initial de la centrale PV
Type 2 : 30 kVA diesel / 50 kWc PV	<i>Production PV</i> : environ 40 MWh/an <i>Production diesel</i> : appoint de puissance en soirée et d'énergie au regard de la croissance de la demande	<i>Coût de production actualisé</i> : - 1,5 Euro/kWh hors subvention EnR - 0,91 Euro/kWh avec 65% de subvention sur l'investissement initial de la centrale PV

La seule prise en compte de l'analyse économique ne permet pas de justifier pour l'heure de centrale hybride de ce type au regard de centrale thermique simple. Nous avons néanmoins retenu cette solution pour un certain nombre de sites ne bénéficiant a priori pas de potentiel hydraulique exploitable, et en prenant en compte les différents intérêts identifiés d'une centrale hybride de ce type dans le contexte guyanais tels qu'ils ont été présentés dans le rapport de diagnostic. En substance, rappelons :

- la garantie d'alimentation minimum par la superposition de 2 sources de production
- l'optimisation des charges de fonctionnement du groupe et la limitation de ses heures de mise en marche, avec une augmentation de la durée de vie et l'espacement des maintenances
- le fonctionnement autonome et la gestion automatique du groupe électrogène
- la valorisation d'une énergie renouvelable

- la diminution des interventions de maintenance
- la réduction de consommation de gasoil, des pertes au niveau du transport et des émissions de gaz à effet de serre associés à sa combustion

2.b - Proposition d'adéquation offre/demande pour les sites isolés

Compte tenu des potentiels identifiés et de la caractéristiques de la demande des sites, les solutions suivantes ont été retenues dans le scénario MDE/PDE :

Village	Scénario MDE/PDE
Antecume Pata	Hybride Micro-hydraulique /Diesel
Apatou bourg	Raccordement réseau littoral en 2008
Camopi bourg	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 1
Grand-Santi bourg	Diesel
Kaw	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 1
Maripasoula bourg	Hybride Micro-hydraulique /Diesel
Ouanary	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 2
Papaïchton bourg	Diesel
Régina bourg	Diesel
Saint Elie	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 1
Saint-Georges bourg	Diesel + Hydro Saut Maripa
Saül	Hybride photovoltaïque / Diesel – Extension de la puissance installée à 100kWc
Tempak	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 2
Trois Palétuvier	Hybride photovoltaïque / Diesel – Type 2
Trois Sauts	Hybride Micro-hydraulique /Diesel

Le tableau ci-dessous indique de façon consolidée les principaux résultats du scénario MDE :

		Scénario MDE
Production totale	MWh	254 987
Pmax globale	MW	5,0
Puissance EnR installée	MW	24,5
Production EnR	MWh	65 480
Production GE	MWh	189 507
Conso Carburant	m3	68 223
Conso Carburant	tep	60 231
Conso lubrifiant	m3	474
Emission GES	tCO2	161 549
Part de la production EnR	%	25,7%

La production d'origine EnR passe à plus du quart de la production totale.

Nous présentons ci-après la consolidation des 2 scénarios pour une comparaison plus précise.

CHAPITRE 5 : CONSOLIDATION DES RESULTATS ET COMPARAISON

I - DEMANDE ELECTRIQUE : COMPARAISON ET IMPACT DES 2 SCENARIOS

Le tableau suivant consolide les 2 scénarios en terme de projection de la demande et de la pointe pour l'interconnecté et les sites isolés aux échéances 2010 et 2015 :

		Simulations 2010		Simulations 2015	
	Rappel 2002	Scénario Tendanciel	Scénario MDE/PDE	Scénario Tendanciel	Scénario MDE/PDE
Energie (GWh/an)					
Zone interconnectée	646,6	842,4	828,6	990,9	947,2
Sites isolés	9,2	20,5	18,9	34,0	29,1
Total (GWh/an)	655,8	863,0	847,5	1025,0	976,3
Ecart MDE/BAU (%)			-1,8%		-4,7%
Pointe (MW)					
Zone interconnectée	98,5	130,1	121,2	154,9	140,4
Sites isolés	1,8	4,1	3,5	6,9	5,5
Total (MW)	100,3	134,2	124,6	161,8	146,0
Ecart MDE/BAU (%)			-7,1%		-9,8%

L'impact du scénario MDE élaboré s'élève à l'horizon 2015 à :

- 4,7% d'énergie en moins, soit une économie en 2015 d'environ 50 GWh/an
- 9,8% en appel de puissance à la pointe, soit 15MW évités en 2015

Remarque importante sur les simulations de MDE :

Notons que ces résultats paraissent relativement faibles au regard des ambitions de MDE. Il est important néanmoins de noter que cette simulation reste un travail préliminaire sur des hypothèses qui ont semblé raisonnable à l'échelle de l'ensemble du territoire.

A ce stade de la simulation, le programme élaboré s'avère :

- très sensible à la dynamique de pénétration des actions de MDE sur la période. Des actions réalisées sur le parc résidentiel existant et en développement dès les 3 ou 4 premières années amélioreraient notablement l'impact
- prise en compte partielle du potentiel sur les services : nous avons vu que les données disponibles en matière de MDE sur ce secteur sont insuffisantes. Les hypothèses de pénétration des actions se limitent essentiellement à la croissance des nouveaux services. Des études plus fines sur le potentiel et des simulations complémentaires sont nécessaire afin de valoriser au mieux les actions sur les services existants.

Un scénario plus volontariste, prenant mieux en compte notamment les effets de taux de pénétration dans le résidentiel mais aussi sur les services est susceptible d'aboutir à des résultats plus importants en terme notamment d'économie sur la consommation.

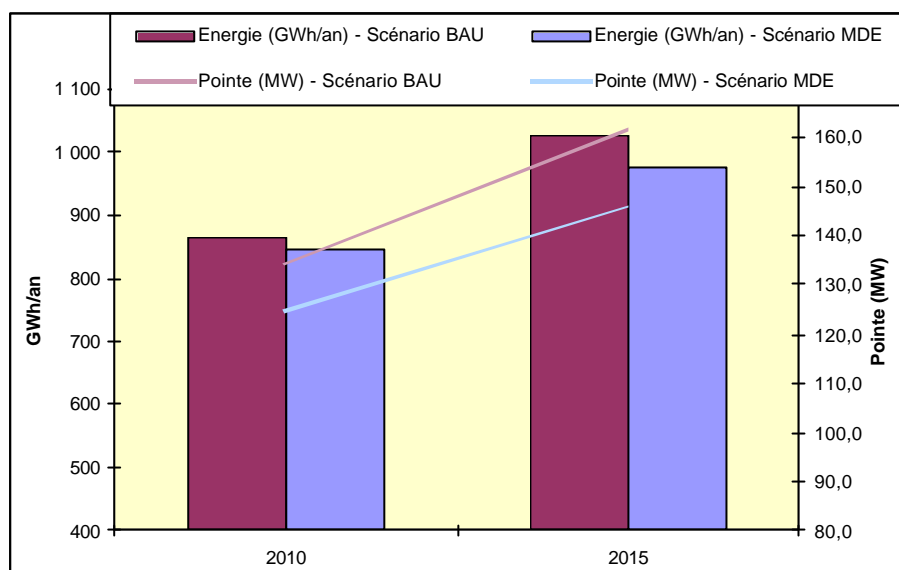


Figure 12 : Evolution des énergies et de la pointe à l'horizon 2010 et 2015 pour les 2 scénarios

Comparaison :

Pour mémoire, nous indiquons ci-dessous les projections présentées par le RTE dans son document "Bilan prévisionnel 2006-2015" :

- Demande 2010 : 787 GWh
- Pointe 2010 : 122 MW

Ces chiffres sont présentés en prenant en compte des hypothèses d'actions de maîtrise de la demande en électricité. Notons que si les simulations effectuées dans le cadre de ce rapport sont très proches pour l'estimation de la pointe dans le scénario MDE (121,2 MW au niveau de l'interconnecté), les prévisions de demande sont bien supérieures ici que celles présentées pour l'heure par le RTE (828 GWh contre 787 GWh en 2010). En l'absence des hypothèses de projection, il est difficile néanmoins de tenter toute explication.

II - ADEQUATION DE L'OFFRE SUR LES SITES ISOLE : COMPARAISON ET IMPACT DES 2 SCENARIOS

1 - COMPARAISON DES SCENARIOS D'OFFRE SUR LE RESEAU INTERCONNECTE

Les 2 tableaux suivants synthétisent la productions et les puissance des différents moyens production envisagés pour le réseau interconnecté dans le cadre des scénarios BAU et MDE/PDE à l'horizon 2010 et 2015.

Energie (MWh)	Rappel 2002	Projection 2010*		Projection 2015*		Ecart PDE/BAU en 2015
		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	
Thermique classique (total)	146 300	282 800	246 800	431 200	189 800	-56,0%
- dont diesel	109 300	255 000	219 000	53 000	162 000	
- dont TAC	37 000	27 800	27 800	27 800	27 800	
- dont à déterminer				350 400	0	
Total EnR	500 700	560 000	580 000	560 000	755 200	34,9%
- dont hydraulique	500 700	560 000	560 000	560 000	560 000	
- dont éolien	0	0	20 000	0	20 000	
- dont biomasse	0	0	0	0	175 200	
TOTAL (MWh)	647 000	842 800	826 800	991 200	945 000	-4,7%
Part EnR	77,4%	66,4%	70,1%	56,5%	79,9%	

*année de pluviométrie moyenne

Au niveau des simulations de production, et comme indiqué dans le rapport de diagnostic, la part du barrage de Petit Saut, seule source de production d'origine renouvelables, est amenée à diminuer de façon très importante dans les années à venir. Dans un scénario tendanciel ou aucun autre projet renouvelable n'est envisagé, la part de la production de Petit Saut passerait de 77% en 2002 à 56,5% en 2015, la différence étant entièrement portée par des moyens de production thermique. Dans le scénario PDE/MDE proposé, l'introduction avant 2010 d'un parc éolien d'environ 10MW, puis d'une centrale biomasse de 25MW permettrait à l'inverse de maintenir, voir d'augmenter la part de la production d'origine renouvelable à près de 80%.

Puissance installée (MW)	Rappel 2002	Projection 2010		Projection 2015		Ecart PDE/BAU en 2015
		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	
Thermique classique (total)	131,4	131,4	131,4	165,4	115,4	-30,2%
- dont diesel	76,4	76,4	76,4	60,4	60,4	
- dont TAC	55,0	55,0	55,0	55,0	55,0	
- dont à déterminer				50,0		
Total EnR	104,0	104,0	114,0	104,0	139,0	33,7%
- dont hydraulique	104,0	104,0	104,0	104,0	104,0	
- dont éolien	0,0	0	10	0	10	
- dont biomasse		0	0	0	25	
TOTAL (MW)	235,4	235,4	245,4	269,4	254,4	-5,6%
Part EnR	44,2%	44,2%	46,5%	38,6%	54,6%	

En terme de puissance, et au regard des hypothèses de puissance garantie retenues, la part du Barrage de Petit Saut resteraient prépondérantes pour la production d'origine EnR. Le scénario MDE/PDE aboutirait à une puissance totale installée d'origine EnR de 55% environ du parc total. Des études plus détaillées seraient néanmoins nécessaires pour évaluer les conditions de gestion de la production d'un tel parc.

2 - COMPARAISON DES SCENARIOS D'OFFRE SUR LES SITES ISOLÉS :

		Scénario BAU	Scénario MDE/PDE	Ecart MDE/BAU
Production totale	MWh	280 655	254 987	-9,1%
Pmax globale	MW	6,2	5,0	-18,7%
Puissance EnR installée	MW	13,1	24,5	87,1%
Production EnR	MWh	36 195	65 480	80,9%
Production GE	MWh	244 460	189 507	-22,5%
Conso Carburant	m3	87 756	68 223	-22,3%
Conso Carburant	tep	77 476	60 231	-22,3%
Conso lubrifiant	m3	611	474	-22,5%
Emission GES	tCO2	207 849	161 549	-22,3%
Part de la production EnR	%	12,9%	25,7%	99,1%

Tableau 14 : Comparaison des scénarios BAU et MDE/PDE sur la production des sites isolés

Les hypothèses retenues de mode de production permet de doubler la part des sources de production d'origine renouvelable. La diminution de plus de 20% de la production d'origine thermique abouti à une diminution équivalente en terme des émissions de gaz à effet de serre et d'importation de gasoil.

III - CONSEQUENCES ET DEFIS

Les scénarios présentés dans ce rapport doivent faire l'objet d'une validation auprès du comité de pilotage du Schéma Départemental d'Electrification. Il conviendra de bien prendre en compte les hypothèses structurantes retenues et les grandes orientations attendues pour la Guyane.

Pour le moment, les scénarios retenus ont des conséquences majeures en terme d'aménagement du territoire et d'investissements. Sur les sites de l'intérieur, la demande électrique est multipliée 3,7 dans le scénario tendanciel et encore par 3,2 dans le scénario MDE. Comme évalué de façon préliminaire, la satisfaction de cette demande exigera des moyens en terme de production et de distribution considérables. Sur l'interconnecté, même si les proportions sont moindres, les décisions prises aujourd'hui seront plus longues à mettre en œuvre, et l'on voit d'ores et déjà que dans les 2 scénarios se posent la question de nouveaux moyens de production.

Nous avons vu également que le territoire guyanais disposait encore d'un potentiel important en terme de valorisation des énergies renouvelables. Un tel développement de ce potentiel s'inscrirait dans les grandes lignes énoncées dans le Livre Blanc sur l'énergie, avec une meilleure autonomie énergétique. Au delà, on peut néanmoins noter que le développement d'une expertise dans la production décentralisée basée sur des énergies renouvelables, bénéficiant de l'expérience acquise en métropole et dans les autres DOM pourrait également être valorisées au niveau de la sous-région sud américaine.

Compte tenu de la dynamique du secteur électrique et de l'ampleur des évolutions à venir, la mise en place d'une structure de suivi comme un Observatoire de l'Energie s'avère indispensable afin de pouvoir à terme fournir des éléments précis d'aide à la décision et de suivre au mieux les choix qui pourront être faits.

ANNEXES

- Annexe 1 : Hypothèses démographiques et taux d'électrification**
- Annexe 2 : Récapitulatif des hypothèses pour les prévisions d'extension de réseau**
- Annexe 3 : Hypothèses de production sur le réseau interconnecté**
- Annexe 4 : Récapitulatif des hypothèses pour les prévisions d'extension de réseau**
- Annexe 5 : Hypothèses techniques et typologies d'extension réseau**
- Annexe 6 : Hypothèses scénario tendanciel**
- Annexe 7 : Simulation BAU et MDE/PDE pour la production sur le réseau interconnecté**
- Annexe 8 : Complément sur les projets éoliens, biomasse, biogaz sur le réseau interconnecté et micro-hydrauliques sur les sites isolés**
- Annexe 9 : Identification des principales zones résidentielles et cartographie**