



Ministère des Travaux Publics, Transport et Communications

Bureau des Mines et de l'Énergie

Electricité d'Haïti

(Avec l'assistance technique de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique)

Haiti : Plan de Développement du Secteur de l'Énergie 2007 - 2017



* Ce document a été préparé par une équipe composée de représentants du Ministère des Travaux Publics, Transports et Communications, du Bureau des Mines et de l'Énergie, et de l'Electricité d'Haïti. Le rôle de l'AIEA a été de fournir une assistance dans la coordination globale des activités et des conseils pendant toute la durée de l'étude, et aussi de garantir la formation adéquate de membres de l'équipe nationale haïtienne dans l'utilisation des modèles de planification d'énergie de AIEA.

November 2006

TABLE DES MATIÈRES

RESUME	I
PREFACE	1
1 VUE D'ENSEMBLE DU PAYS	1
2 SITUATION ACTUELLE DU SECTEUR ENERGETIQUE HAÏTIEN	2
2.1 CONSOMMATION D'ENERGIE FINALE ACTUELLE PAR TYPE D'ENERGIE ET PAR SECTEUR	2
2.2 SITUATION ACTUELLE DU SECTEUR DE L'OFFRE D'ENERGIE	2
<i>Le bois de feu et le charbon de bois – niveau de déboisement</i>	2
<i>Produits pétroliers</i>	3
<i>GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié</i>	4
<i>Charbon minéral/Lignite</i>	4
<i>Recherche locale d'hydrocarbures et de charbon minéral (aspects institutionnels)</i>	5
2.3 ELECTRICITE	5
<i>Système de production d'électricité</i>	5
<i>Réseau Electrique</i>	6
<i>Pertes techniques et non techniques d'électricité</i>	7
<i>Consommation illégale d'électricité dans les résidences</i>	7
<i>Potentiel hydroénergétique</i>	9
<i>Energie éolienne</i>	9
<i>Energie solaire</i>	9
2.4 LE POTENTIEL ENERGETIQUE DES DECHETS SOLIDES URBAINS	9
2.5 D' AUTRES RESSOURCES D'ENERGIE LOCALE	10
3 LES PROBLEMES FONDAMENTAUX DU SECTEUR ENERGETIQUE HAÏTIEN	10
3.1 BOIS DE FEU ET CHARBON DE BOIS.....	10
3.2 SECTEUR DE PETROLE ET DE GAZ (HYDROCARBURES).....	10
3.3 GISEMENT DE CHARBON MINERAL (LIGNITE).....	11
3.4 SECTEUR ELECTRIQUE	11
3.5 ENERGIE EOLIENNE	11
3.6 ENERGIE SOLAIRE.....	11
3.7 POTENTIEL ENERGETIQUE DES DECHETS SOLIDES URBAINS	11
3.8 BAGASSE	11
4 BESOINS FUTURS EN ENERGIE ET OPTIONS D'APPROVISIONNEMENT	11
4.1 PREVISION DE LA DEMANDE D'ENERGIE FINALE PAR TYPE D'ENERGIE ET PAR SECTEUR	11
4.2 LES OPTIONS DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE FOURNITURE D'ENERGIE	13
<i>Bois de feu et charbon de bois, substitution d'énergie pour éviter davantage de déboisement</i>	13
<i>Les forêts énergétiques</i>	14
<i>Les résidus végétaux</i>	15
<i>Produits Pétroliers</i>	15
<i>Production locale de lignite</i>	16
4.3 ELECTRICITE	16
<i>Expansion du système de génération jusqu'en 2015</i>	16
<i>Provision Systématique de ressources pour la génération de puissance</i>	22
<i>Réseau de Transmission et de distribution</i>	22
<i>Entretien systématique des capacités</i>	22
<i>Etude périodique sur le développement du système électrique</i>	22
<i>Commercialisation de l'électricité</i>	22
<i>Nouveau cadre legal</i>	23
<i>Ressources humaines et logistiques</i>	23
4.4 ENERGIE EOLIENNE	23
4.5 ENERGIE SOLAIRE.....	24
4.6 L'ENERGIE DES DECHETS SOLIDES MUNICIPAUX	24
5 OBJECTIFS DE LA POLITIQUE ENERGETIQUE DU GOUVERNEMENT HAÏTIEN	25

6	LA REFORME DU SECTEUR DE L'ENERGIE.....	25
7	PLAN DE DEVELOPPEMENT DU SECTEUR DE L'ENERGIE	27
8	LISTE DES ABREVIATIONS ET DES ACRONYMES.....	31
9	REFERENCES BIBLIOGRAPHIQUES.....	32
10	LES ANNEXES	33

Résumé

Haïti fait face à une crise énergétique grave malgré le fait que ses ressources énergétiques locales (en particulier la biomasse et dans une moindre mesure l'hydroélectricité) satisfont à environ 80% de ses besoins énergétiques. Cette crise est caractérisée par de nombreux facteurs comprenant: (1) le fardeau à l'économie de l'importation des produits pétroliers pour l'achat de carburant, (2) une consommation per capita très faible et une intensité de consommation d'énergie élevée (consommation d'énergie par unité de PIB), (3) le développement insuffisant du secteur industriel de transformation (seulement 19% de consommation totale d'énergie) et la prédominance accentuée de la consommation énergétique du secteur résidentiel (65% de consommation), (4) une exploitation minière des ressources de biomasse impliquant des niveaux élevés de déboisement et de dégradation des terres, (5) une croissance soutenue de la population évaluée à environ 2.02% par an et (6) une croissance négative du PIB par habitant estimée à environ 2.6 % par an.

La plus grande quantité du bois-énergie et du charbon de bois (soit 80%) est utilisée dans le secteur domestique, principalement pour la cuisine. L'efficacité des foyers (ouverts pour la grande majorité) est très faible (environ 22% pour les foyers traditionnels et 30% pour les foyers améliorés de charbon de bois). L'utilisation intensive du bois-énergie pour la cuisson et la production du charbon de bois, sans aucun programme de reboisement systématique, cause davantage de dégradation dans les réserves en bois du pays.

Le programme national de développement du secteur de l'énergie d'Haïti a été élaboré avec l'appui de l'Agence Internationale de l'Energie Atomique (l'AIEA), en vue de permettre aux décideurs et aux divers divers acteurs concernés de disposer d'un outil de gestion du secteur et apporter une amélioration à cette situation. Le programme couvre la période 2007-2032 et vise les objectifs suivants :

En ce qui concerne le secteur énergie, les objectifs du gouvernement haïtien sont de:

- Soutenir la recapitalisation des entreprises en difficulté (le cas de l'EDH par exemple) ;
- Améliorer et moderniser la gestion des entreprises publiques dans les secteurs clés, y compris EDH ;
- Améliorer la production et la distribution de l'électricité dans le pays ;
- Renforcer le rôle de normalisation de l'état dans les secteurs principaux de l'économie, y compris l'énergie ;
- Préparer et mettre en application les réformes requises pour créer un environnement favorable à l'investissement local et étranger ;
- Prioriser une amélioration significative de la fourniture d'électricité dans le pays;
- Favoriser les solutions de substitution au bois-énergie et favoriser le développement des énergies renouvelables comprenant les forêts énergétiques et les autres sources de biomasse.

En ce qui concerne le sous-secteur de l'électricité, le gouvernement d'Haïti a établi les objectifs prioritaires suivants pour l'Electricité d'Haïti, une importante entreprise d'utilité publique :

- Un contrat de gestion avec des critères précis de performance pour la compagnie ;
- La fourniture de service électrique pendant au moins 12 heures par jour dans la région métropolitaine de Port-au-Prince et dans le reste du pays ;
- L'augmentation du taux des factures de 47% à 75% pour les prochaines 15 années à venir et l'augmentation de la rentabilité commerciale de la compagnie ;
- La stabilisation de l'EDH et l'établissement des conditions nécessaires pour son rétablissement;
- L'amélioration de la qualité de l'électricité et du service fournis à la clientèle ;

- La réduction des pertes techniques et l'augmentation de l'efficacité ;
- La réduction des fraudes et du vol de l'électricité ;
- L'obtention de meilleures conditions dans les accords d'achat d'Electricité (PPA)¹ passés avec les producteurs privés, tenant compte des intérêts des deux parties.

Pour stabiliser l'EDH et améliorer ses services, un contrat de gestion à moyen terme (de 5 ans) a été envisagé ainsi que la mise en place et l'exécution d'un plan d'investissement à moyen terme conçu pour augmenter l'accès à l'électricité de la population de 12.5% actuellement à 20% à l'horizon 2013.

La conservation des ressources naturelles, (particulièrement les forêts) au double point de vue de gestion d'énergie et d'intégrité environnementale est une question fondamentale qui sera envisagée à travers différentes mesures telles:

- L'appui à une utilisation plus efficace de bois de feu et de charbon de bois ;
- Le reboisement des secteurs stratégiques pour la sûreté de la population, de la protection de l'environnement et du tourisme ;
- La production des forêts énergiques et d'autres ressources de biomasse ;
- La conversion au diesel, bio-diesel et au LPG de 1.000 petites entreprises qui utilisent le bois comme carburant ;
- L'assistance financière aux producteurs de briquelette cellulosique ;
- La réalisation d'une étude pour déterminer la faisabilité des importations de bois ou des échanges de bois avec le carbonate de calcium;
- La promotion des énergies renouvelables (vent et solaire) par le renforcement institutionnel (et l'accès privilégié des pauvres aux services d'énergie).
- La promotion des bio-carburants à travers des incitations à la production de biomasse énergétiques et par des investissements encourageants l'acquisition d'équipements pour la production et l'utilisation de bio-carburants. Les principaux bio-carburants sont le bio-diesel, l'éthanol et le méthane produits à partir de la bagasse et des différentes plantes à croissance rapide.

La réforme du secteur d'énergie est également un souci principal. Aujourd'hui, celle-ci doit être guidée par l'idée de trouver le modèle d'association le plus approprié pouvant satisfaire à la fois les besoins publics et les intérêts privés. Relativement à la réforme du secteur d'énergie il existe un besoin d'intervention de l'Etat pour améliorer le cadre institutionnel et juridique, la mise en place des nouvelles institutions et d'autres mesures nouvelles et immédiates.

En conclusion, le programme de développement national actuel d'énergie vise à fournir aux planificateurs l'information quantitative et qualitative sur le secteur énergétique haïtien, afin de concevoir la politique et les stratégies appropriées en vue d'atteindre des buts soutenables. Il devrait aussi servir d'outil pour répondre aux objectifs stratégiques du gouvernement. Il est conforme aux dispositions du Cadre de Coopération Intérimaire (CCI) jusqu'à la fin de l'année 2006, mais analyse le secteur d'énergie plus en détail sur une période de temps plus long, soit jusqu'à 2032. Il vise également à recommander des mesures spécifiques d'amélioration et de développement pour ce secteur à court (jusqu'à fin 2008), moyen (2008-2013) et à long terme (2013-2032).

¹ / Power purchase Agreement

Préface

Le présent Programme de Développement National du Secteur de l'Énergie d'Haïti (PDNSE) vise à mettre à la disposition des décideurs des informations quantitative et qualitative sur le secteur énergétique haïtien. Avec ce document, les décideurs seront mieux équipés pour concevoir la politique et les stratégies appropriées en vue d'atteindre des objectifs durables. Ce plan servira d'outil permettant de répondre aux objectifs du gouvernement pour toutes les formes d'énergie et en corrélation avec des problèmes connexes tels le développement économique et social. Le PDNSE est conformé aux dispositions du Cadre de Coopération Intérimaire (CCI) jusqu'à la fin de l'année 2006, mais analyse le secteur d'énergie plus en détail, sur une période de temps beaucoup plus long (25 ans) soit jusqu'à 2032. Cette période plutôt étendue est choisie en relation avec la proposition faite par le gouvernement actuel, pour élaborer une vision à long terme pour le développement durable d'Haïti.

Le PDNSE recommande également des mesures spécifiques d'amélioration et de développement pour le secteur d'énergie d'Haïti pour les périodes suivantes : actions à court terme (jusqu'en 2008), actions à moyen terme (2008-2013), actions à long terme (2013-2032).

Programme de développement d'énergie pour Haïti jusqu'en 2017

1 Vue d'ensemble du pays

- 1 Haïti est située au centre de la région des Caraïbes proche de l'Amérique Centrale, elle occupe la partie occidentale de l'île d'Hispaniola et est directement voisin de la République Dominicaine. La surface totale du pays est de 27.250 kilomètres carrés reposant sur une morphologie très montagneuse. En général, le pays compte deux saisons – sèches et humides - où la pluviométrie moyenne annuelle pondérée est de 1300 (allant de 400 à 3000)² millimètres.
- 2 La population haïtienne a augmenté de 22.7% pendant la période 1990-2004, passant de 6.486 à 7.959 millions d'habitants, soit un taux moyen élevé de croissance annuelle de 1.56% au cours des quatorze dernières années. La densité de population moyenne est d'environ 300 habitants par kilomètre carré tandis que dans la partie occidentale du pays et dans la région métropolitaine de Port-au-Prince, elle dépasse de plus de deux fois cette moyenne. Dans les régions rurales, où vit 60% de population, deux tiers de la main d'oeuvre est impliqué dans la production agricole. Les zones urbaines subissent une pression additionnelle considérable: en effet, la population urbaine a plus que triplé de 1982 à 2003 allant de 1.04 million à 3.2 millions d'habitants. De façon générale, la vulnérabilité de la population est très élevée: 65% vivent sous le seuil de pauvreté. Les principaux indicateurs de santé sont très alarmants - les taux infantiles et maternels de mortalité demeurent très élevés, la moitié de la population n'a pas accès à l'eau potable et seulement 28% ont accès aux commodités d'hygiène décentes. En termes de population active, le pays dispose de suffisamment de main-d'oeuvre potentielle car la population du pays est relativement jeune - 50% de la population est âgé de moins de 20 ans.
- 3 Avec un PIB per capita annuel de US\$ 488.6 en 2005 (passant de US\$ 635 en 1986-1988, US\$ 510 en 1996 et US\$444 en 2000) Haïti est le seul pays sur le continent qui apparaît sur la liste de pays les moins développés. Au cours des dernières décennies, Haïti a souffert d'un réel déclin de son PIB per capita avec des taux de croissance annuels moyens négatifs de 2.4% au cours des années 80 et de 2.6% au cours des années 90, respectivement. Cette performance économique négative est due en particulier à la mauvaise gestion de la libéralisation du marché au cours des années 80, au coup d'état militaire de 1991 et à l'imposition subséquente de l'embargo international au début des années 90, et finalement à la crise politique qui dure jusqu'aux élections en 2006. La situation économique du pays est encore fragile à cause de la fluctuation continue de la situation sociopolitique, qui affecte défavorablement la réhabilitation et l'entretien de l'infrastructure économique, sociale et institutionnelle. Comme résultats, le pays fait face actuellement à une diminution considérable des revenus d'exportation des produits manufacturés, à l'augmentation du taux de chômage, à la défaillance des structures de perception d'impôt et alternativement, le contrôle des dépenses publiques. Les importations sont trois fois plus élevés que les exportations, s'élevant en 2005 à US\$ 1,200 million approximativement. Par conséquent, toutes mesures tendant à augmenter les importations pour satisfaire les besoins énergétiques du pays, doivent être considérées avec beaucoup de précautions à cause du faible revenu de la population et donc de son incapacité à y faire face.
- 4 En termes de contribution à la production du PIB des secteurs d'activités économiques, le secteur de service est responsable de 45% du total (y compris 2% d'énergie) suivi du secteur agricole avec 24% et celui des exploitations minières et de la construction avec 21%. Le secteur industriel parait représenter seulement 10%. Ce schéma de distribution du PIB est resté identique au cours des décennies antérieures à cause de la limitation de la technologie disponible et du faible niveau de capitalisation, en plus de l'environnement sociopolitique dégradé.
- 5 La consommation finale annuelle d'électricité per capita est seulement de **84 kWh** (année 2000) la plus faible quantité dans la zone des Caraïbes, étant donné que seulement 12.5% de la population est régulièrement reliés à la grille.

²Inventaire des gaz à effet de serre : BME/FAMV pour le compte du MDE, 2000

2 Situation actuelle du secteur énergétique haïtien

2.1 Consommation d'énergie finale actuelle par type d'énergie et par secteur

- 6 La consommation finale totale d'énergie pour l'année 2000 était de 1,687 milliers de tonnes équivalent en pétrole (TEP). Le bois de feu et le charbon de bois avec 1,262 milliers de TEP compte pour la plus grande part, soit 75% du total, suivi par les produits pétroliers comprenant : l'essence 258 milliers de TEP (15%) et le mazout 89 milliers de TEP (5%). L'électricité compte pour 66 milliers de TEP (4%) et la bagasse 12 milliers de TEP (1%).
- 7 La consommation d'énergie par secteur est distribuée comme suit: le secteur industrie consomme 328 milliers TEP (19% de la consommation finale d'énergie), le secteur transport 203 milliers de TEP (12%), le secteur domestique 1,094 milliers de TEP (65%) et le secteur des services 62 milliers de TEP (4%).
- 8 La consommation d'énergie finale per capita d'Haïti est très faible, (elle était de 209 kg de pétrole équivalent per capita en 2001) en comparaison avec d'autres pays de l'Amérique Latine et de la Caraïbe [1]: Bolivie 306, Nicaragua 403, Honduras 445, El Salvador 473, Equateur 542, Guatemala 570, République Dominicaine 626, Costa Rica 639, Panama 653, Cuba 806, Jamaïque 876, Mexique 945, Venezuela 1501. (voir annexe 1)
- 9 L'intensité finale d'énergie, la consommation finale d'énergie par unité de PIB, a été calculé pour l'année 2001 à approximativement 570 kg de pétrole équivalent /1000 US\$ de 1995, ou l'équivalent de 22.8 kg de pétrole équivalent /1000Gdes. Comparé aux autres pays de l'Amérique Latine et de la Caraïbe [1]: Jamaïque 431, Cuba 403, Guatemala 361, République Dominicaine 306, El Salvador 264, Mexique 195, Panama 195, Costa Rica 167, on constate une utilisation très inefficace de l'énergie en Haïti. (voir annexe 2).
- 10 la grande majorité du bois de feu et du charbon de bois est utilisé dans le secteur domestique (80%) principalement pour la cuisson des aliments. L'efficacité des foyers (ouverts pour la grande majorité) est très faible (environ 22% pour les foyers traditionnels et 30% pour les foyers améliorés de charbon de bois). L'utilisation intensive du bois-énergie pour la cuisson et la production du charbon de bois, sans aucun programme de reboisement systématique, cause davantage de dégradation dans les réserves en bois du pays.
- 11 L'électricité représente seulement 4% de la consommation finale totale d'énergie. Moins de 30% des foyers est connecté au réseau (y compris les branchements illégaux) et seulement **12.5%** sont régulièrement branchés à l'aide de compteurs. Le secteur industriel est le plus grand consommateur d'électricité (43%). Cependant, il représente seulement 10% du PIB.
- 12 Plus de la moitié de l'essence consommé (59%) est utilisé pour le transport des passagers. Le nombre de voitures par per capita est relativement faible (environ 1 voiture pour chaque 100 personnes) en comparaison à d'autres pays de l'Amérique Latine et de la Caraïbe pour l'année 1994: Colombie 45.3, Brésil 19.0, Venezuela 13.4, Mexique 11.0 et Argentine 7.7. la distance moyenne parcourue par voiture est d'environ 5500 km par voiture par année.

2.2 Situation actuelle du secteur de l'offre d'énergie

Le bois de feu et le charbon de bois – niveau de déboisement

- 13 Tel que mentionné au paragraphe # 6 les sources d'énergies les plus importantes en Haïti sont le bois de feu et le charbon de bois, qui représentent 75% de la consommation finale d'énergie pour tous les secteurs en l'année 2000. Le charbon de bois est utilisé par 90% des résidences de Port-au-Prince et d'autres villes importantes du pays, et la chaîne de production au consommateur final fournit du travail à plus de 150 mille personnes. Le charbon de bois est fabriqué, à partir d'arbres, avec une efficacité de conversion faible d'environ seulement 20% (5 kg de bois pour 1 kg de charbon de bois). En termes de valeur calorifique le facteur de conversion peut être plus élevé (60% pour le bois à un pourcentage d'humidité élevé et 40% pour le bois à un pourcentage d'humidité moyen). (voir annexe 3).
- 14 Au cours de l'année 1982, les réserves en bois disponibles du pays ont été estimées à 37.4 millions de mètres cubes tandis qu'environ 6 millions de mètres cubes étaient utilisés pour différents usages, y compris le bois consommé dans le secteur de la construction de maisons où des pieux métalliques devraient être

employés à la place. Une telle consommation est équivalente à approximativement 30 millions d'arbres coupés annuellement. En même temps on a estimé que seulement 20 millions d'arbres ont été plantés mais le taux de survie n'est pas connu. Cependant, la Banque Mondiale a indiqué en 1991 un taux de survie de 40% environ, ce qui implique que seulement 8.000 des 20.000 arbres plantés ont survécu. La capacité annuelle de reboisement est alors estimée à environ 26% de la consommation, ce qui équivaut à 1.6 million de mètres cubes. Cependant, la capacité annuelle de reproduction naturelle d'arbres sans nouvelles plantations a été également évaluée à 1.6 million de mètres cubes, c.-à-d. approximativement 26 % de tout le bois utilisé annuellement. Si ces figures sont fiables, on pense que plus de la moitié des réserves en bois du pays estimées en 1982 est déjà utilisé, c'est-à-dire 18.6 millions de mètres cubes, et si de telles tendances devaient continuer sans aucune mesure d'accompagnement en vue d'une reprise, il n'est pas pessimiste de prévoir l'épuisement complet de cette ressource dans un futur très proche.

Produits pétroliers

- 15 Haïti n'a aucune production nationale de pétrole brut ni de capacités de raffinage. Par conséquent, tous les produits pétroliers nécessaires sont importés. Le sous-secteur des produits pétroliers, qui représente seulement 20-25% de l'approvisionnement national en énergie, consomme plus de 35-50% de revenus externes du pays. En conséquence, le pays ne dispose pas assez de moyens pour investir dans d'autres activités économiques, les investissements pétroliers contribuent donc à limiter les effets locaux multiplicateurs du développement économique. Entre 15 à 25% de ces produits sont utilisés pour la production d'électricité. D'ailleurs, quelques petits distributeurs mélangent le diesel et l'essence au kérosène pour tirer profit du bas coût comparatif de ce produit.
- 16 Haïti importe ses produits pétroliers du Venezuela, par l'intermédiaire de sa raffinerie basée à Curacao, du Trinidad et Tobago (LPG) et parfois du Panama sur une base de prix du marché. Les augmentations des prix du pétrole brut et des produits pétroliers au cours des récentes années font augmenter la pression sur la balance commerciale (importation/exportation) du pays.
- 17 Au cours d'une période très brève dans le passé le pays a bénéficié des termes préférentiels de l'Accord de San José selon laquelle le Mexique et le Venezuela fournissent un total de 160.000 barils par jour (bpj) de pétrole brut (moitié du total par chacun de ces deux pays) à 11 nations de l'Amérique Centrale et des Caraïbes (Barbades, Belize, Costa Rica, République Dominicaine, Salvador, Guatemala, Haïti, Honduras, Jamaïque, Nicaragua et Panama) à des prix préférentiels. L'accord est entré en vigueur le 3 août, 1980 (après le deuxième choc pétrolier) et elle a été renouvelée le 3 août, 2004. Le pacte établit également "un mécanisme de coopération pour favoriser le développement économique et social des nations bénéficiaires". L'accord de coopération finance des projets sociaux-économiques de développement dans les nations participantes, aussi bien que le commerce des marchandises et des services par des sociétés Mexicaines et Vénézuéliennes. Les pays peuvent également récupérer jusqu'à 20% de dépenses sous le pacte sous forme de prêts à long terme intérêt faible pour des projets de développement. Si des projets de développement ne sont pas réalisés, alors le paiement différé de 20% doit être réglé dans un délai de cinq ans. Haïti ne tire pas bénéfice actuellement de l'Accord de San Jose à cause d'une certaine balance impayée dans le passé.
- 18 L'Accord de Caracas est une prolongation de l'Accord de San Jose et maintenant elle co-existe avec ce dernier. Il est entré en vigueur depuis le mois d'octobre 2000, après que le Président Chavez et les chefs d'Etats des pays bénéficiaires, y compris Haïti, aient signé des accords bilatéraux séparés. Elle n'implique pas le Mexique, néanmoins Cuba est inclus dans la liste de douze pays bénéficiaires, à côté des Barbades, de Belize, du Costa Rica, de la République Dominicaine, du Salvador, du Guatemala, d'Haïti, du Honduras, de la Jamaïque, du Nicaragua et du Panama. L'accord fournit même des conditions même plus avantageuses que l'Accord de San José. L'accord doit être appliqué exclusivement par les entités publiques choisies par le Venezuela et par le pays de bénéficiaire. Cependant, chaque pays peut désigner les entreprises privées susceptibles d'effectuer les travaux de logistique devant aboutir au transport des volumes importés d'hydrocarbures. La mise en oeuvre de l'Accord de Caracas est actuellement réalisée par le ministère de l'Economie et des Finances. L'Accord stipule que l'argent économisé à cause des conditions préférentielles d'achat d'hydrocarbures est consacré à la mise en oeuvre de projet d'énergie.
- 19 L'Accord de Petro Caribe également avec le Venezuela a été signé en mai 2006. selon cet accord, un crédit sera accordé à l'Etat d'Haïti pour l'achat des produits pétroliers.

- 20 Un total de 4 différentes institutions gèrent actuellement le sous-secteur de produits pétroliers : le Ministère de Commerce et de l'Industrie à travers son bureau d'approvisionnement de produits pétroliers, le Ministère de l'Economie et des Finances, la Banque Centrale et les compagnies d'importation et de distribution ds produits pétroliers, dont Total/Elf, Texaco, Esso et, Le National (DINASA) qui a récemment succédé à la Shell.
- 21 Une nouvelle compagnie commerciale très dynamique appelée ECOGAZ opère actuellement sur le marché du LPG et des ventes de réchauds à gaz adaptés. Cette pénétration du marché se fait non seulement dans la région métropolitaine mais également dans les régions du Nord, du Centre et du Sud du pays. En même temps que TOTAL/Elf, ECOGAZ vend le LPG en petites quantités des récipients de recharge en vue de faciliter la pénétration de LPG dans les couches les moins favorisées des régions suburbaines ou rurales.
- 22 La capacité de stockage totale de produits pétroliers est 1.688.451 barils (bbl). Le diesel représente 852.405 barils soit la moitié de cette capacité de stockage totale, l'essence 369.000 barils, le mazout 178.095 barils, le kérosène 139.200 barils et le LPG 23.271 barils. Comparant cette capacité de stockage à la consommation annuelle totale des produits pétroliers, y compris la consommation de carburant des centrales électriques, elle permet de disposer actuellement (2000-2005) d'une autonomie suffisante 5-6 mois de consommation de produits pétroliers (voir annexe 4). En termes de capacité de stockage il est tout à fait suffisant mais il est important de savoir quelle quantité de cette capacité est dédiée à une réserve stratégique des produits pétroliers en vue de diminuer la vulnérabilité du pays à la rupture de produits pétroliers. Par exemple, les Pays de l'Union Européenne sont obligés de maintenir en permanence un stock de produits pétroliers capable de couvrir 90 jours de consommation.

GPL : Gaz de Pétrole Liquéfié

- 23 Le Gaz de Pétrole Liquéfié (GPL) est l'une des sources d'énergie utilisées par le secteur domestique et qui représente 1.5% du bilan énergétique, (une tonne de GPL équivaut à 4.7 tonnes d'énergie utile de charbon de bois). Sur cette base, il faudrait 60.000 tonnes de GPL pour remplacer le volume total de la demande en charbon de bois [2]. Dans une étude précédente [3], le niveau le plus élevé de consommation annuelle pour le LPG utilisé dans les ménages a été évalué à 6480 tonnes. Fondé sur l'hypothèse qu'un ménage moyen utilise 1.5 cylindre (1 cylindre = 25 livres) de GPL par mois, ceci signifie qu'approximativement 31.300 ménages pourraient être entièrement dépendants du GPL. En outre, le GPL est aussi utilisé par un certain nombre d'hôtels, de restaurants et de petites entreprises (boulangeries, nettoyeurs à sec etc...).

Charbon minéral/Lignite

- 24 Les lignites ont été identifiés dans trois endroits différents du pays : Camp-Perrin et Lazile dans le sud, et Maïssade dans le Plateau Central. Le lignite de Camp-Perrin est un dépôt de petite dimension, moins d'un million de tonnes environ, tandis qu'à Lazile on ne connaît que seulement quelques affleurements qui n'ont pas été cubés. Le meilleur dépôt, selon les études disponibles à ce jour, est situé à Maïssade.
- 25 Les dépôts de lignite de Maïssade sont situés à 12 kilomètres au nord-ouest du village de Maïssade (200 kilomètres au nord de Port-au-Prince), dans la région centrale du pays. Ils ont les caractéristiques suivantes:
- | | |
|-----------------------------|---------------------|
| – Réserves prouvées | 8.7 million of tons |
| – Profondeur Moyenne | 10 to 35 meters |
| – Pouvoir calorifique moyen | 2050 kcal/kg |
| – Teneur en cendres | 40% |
| – Teneur en soufre | 6% |

- 26 Un forage de pétrole situé environ 5 kilomètres au nord-est du dépôt principal, réalisé pendant la campagne d'exploration d'hydrocarbures au cours des années 60, indique qu'à environ 300 mètres de profondeur il existe plusieurs couches de lignite totalisant 250 mètres d'épaisseur. En outre, l'étude de faisabilité du dépôt principal 8.7 millions de tonnes de décrit ci-dessus a indiqué qu'à environ 1 kilomètre sud-est et nord-ouest de ce dépôt il existe deux autres gisements de lignite probablement plus petits qui doivent être reliés avec les bassins principaux par deux forages d'environ 100 pieds chacun afin de pouvoir compléter l'évaluation du bassin.

- 27 Au cours de la première moitié des années 80, du charbon minéral importé a été utilisé comme carburant pour le chauffage des chaudières de l'unique cimenterie du pays. Depuis lors, aucune importation n'a été effectuée.

Recherche locale d'hydrocarbures et de charbon minéral (aspects institutionnels)

- 28 Haïti effectue des recherches sur les réserves potentielles du pays en matière de pétrole et de charbon minéral. Le Bureau des Mines et l'Energie (BME), est l'entité responsable de leur exploration il a donc la charge de négocier des contrats de concession avec les entreprises privées anonymes, de superviser leurs travaux selon les clauses contractuelles et fait rapport au Ministère des Travaux Publics, Transport et Communications (MTPTC) du progrès des travaux.

2.3 Electricité

Système de production d'électricité

- 29 L'Electricité d'Haïti (EDH) a été créée selon la loi du 9 août 1971. L'EDH est une entreprise d'Etat autonome verticalement intégrée qui a le monopole de la production, de la transmission, de la distribution et de la commercialisation de l'électricité dans tout le pays. EDH fait rapport au MTPTC qui nomme son Conseil d'Administration.
- 30 Le Conseil d'Administration est basé à Port-au-Prince dans la région métropolitaine tandis que dans chacune des autres régions la compagnie maintient des délégués pour contrôler ses actifs. La région métropolitaine est la plus importante, avec trois grandes centrales (capacité totale installée : 171.87 MW : deux usines thermiques, Varreux (67.95 MW) et Carrefour (49.92 MW), et une usine hydroélectrique, Péligré (54 MW) qui, depuis un certain temps subit l'effet d'une sédimentation grave. Les autres provinces électriques sont : la région du Nord (10.65 MW), la région Artibonite (16.10 MW), la région du Sud (8.25 MW) et la région du Centre-Ouest (4.92 MW) et le centre semi-autonome de Jacmel (4.32 MW). Elles sont constituées de moyennes et petites centrales thermique avec des capacités installées oscillant entre 300 kilowatts et 9850 kilowatts. La capacité totale installée nationale de l'EDH est de 216.11 MW, dont 154.36 MW de centrales thermiques et 61.75 MW de centrales hydrauliques. Les unités thermiques sont des moteurs alimentés la plupart du temps au diesel et rarement avec le fioul lourd.
- 31 Des Producteurs Indépendants d'Energie (PIE)³ opèrent dans le secteur de l'électricité en Haïti depuis 1996. Le premier PIE à signer un contrat avec EDH, au Cap-Haïtien, était Interselect SA en 1996. En 1998 un accord d'achat de puissance (PPA) a été signé à Port-au-Prince avec la compagnie Haytian Tractor Energy International pour la fourniture de 20 MW sur le site de Varreux. Ensuite, Asservin a signé en 2003 un contrat pour une capacité de 20 MW, toujours pour alimenter le site de Varreux. Asservin est devenu Alstom en 2004 et a augmenté son contrat de production à 30 MW avec une capacité additionnelle de réserve de 20 MW. Dans les provinces, la Sogener a signé quatre accords d'achat de puissance PPA en 2002 pour une capacité installée totale de 24 MW dans quatre régions : Cap-Haïtien (8 MW), Artibonite (8 MW), Petit-Goâve (4 MW) et Les Cayes (4 MW).
- 32 La capacité totale disponible est très faible par rapport à la capacité installée, cette disproportion est la conséquence des sérieux problèmes d'entretien, qui conduisent à de fréquentes pannes programmées et non-programmées. Les révisions programmées ou les visites régulières ne peuvent pas être faites dans les délais, ceci est dû au manque de pièces de rechange. Nominale, EDH dispose d'une capacité installée de 172 MW à Port-au-Prince, toutefois la majeure partie du temps seulement 90 MW sont disponibles pendant la saison des pluies et 45 MW pendant la saison sèche. La capacité disponible totale est plus élevée si l'on tient compte des capacités additionnelles de génération des producteurs indépendants (IPP).
- 33 Au cours de l'exercice budgétaire 2001-2002, EDH a généré et distribué 469.906.44 MWh à des coûts de production et de transmission très élevés. Relativement à la capacité totale installée de 216.11 MW, cette quantité générée correspond à un faible facteur de capacité (degré d'utilisation de la capacité installée) de 25%, en comparaison à d'autres pays des Caraïbes : République Dominicaine 37%, Cuba 37%, Sainte Lucie 44%, Trinité-et-Tobago 46%, la Jamaïque 51%, les Barbades 54% et Saint Kitts et Nevis 63% et à une moyenne de 44.3% pour toute la région. (Voir Annexe 5.)

³ / IPP Independent Power Producers

- 34 Les unités de production d'électricité sont censés être déclassés à la fin de leur durée de vie, c.-à-d. après un nombre programmé d'heures d'opérations. Mais, en raison de la faible gestion des programmes d'entretien prévus et également de leur opération inadéquate, certaines installations détériorent plus rapidement que ce qui est prévu normalement et parfois elles ne peuvent pas être réparées ou remplacées. Même si l'horaire d'entretien programmé est appliqué, d'autres problèmes inattendus peuvent surgir en raison de la mauvaise opération manifestée par des coupures fréquentes, un réseau instable etc... En raison des problèmes financiers les unités désuètes ne peuvent pas être déclassées malgré leur faible efficacité.
- 35 En raison du déficit de production enregistré dans le pays depuis la fin des années 70, EDH perd d'année en année ses capacités d'investissement, et a décidé depuis 1991 d'acheter l'énergie de plusieurs entreprises privées anonymes pour surmonter ce problème. Pendant l'exercice budgétaire 2001-2002, EDH a acheté du secteur privé 78.319.181 MWh. En conséquence, l'approvisionnement totale en électricité pour la période était de 548.225.621 MWh.

Réseau Electrique

- 36 Actuellement, la fourniture d'électricité en Haïti est assurée dans quatre régions principales. La plus grande région, Port-au-Prince, est la seule disposant d'un réseau de distribution intégré. Dans chacune des régions du Sud, de l'Artibonite, et du Nord il y a des réseaux de distribution isolés, qui ne sont reliés, ni à l'intérieur de la région, ni entre les régions. La charge maximale en 2005 a été estimée à environ 161 MW à Port-au-Prince, 7 MW dans la région du Sud, 14 MW dans la région de l'Artibonite et 12 MW dans la région du Nord.
- 37 Chaque région dispose au moins d'une centrale hydraulique et de plusieurs centrales thermiques reliées à une grille locale. Par exemple, la région métropolitaine a une grille locale interconnectant les centrales de Carrefour, de Varreux et de Péligre. La centrale de Péligre, située dans le Plateau Central, est relié au site de distribution à Port-au-Prince par une ligne de transmission de 115 kV de 56 kilomètres de long. Le centre de distribution relie ensemble les trois centrales par une ligne de transmission de 69 kV de 53 kilomètres de long. La grille est complétée par une ligne de distribution de 7.2/12.47 kV de 900 kilomètres de long et une ligne de distribution de 2.4/4.16 kV de 20 kilomètres de long. La longueur totale des lignes de transmission et de distribution pour la région métropolitaine est d'environ 1029 kilomètres.
- 38 Puisqu'il n'y a pas de grande distance entre les centrales et l'aire de distribution dans les autres régions, le niveau de tension des lignes de transmission et de distribution est généralement identique. Il est généralement de 13.2/23 kV, cependant dans le cas de certaines centrales et grilles de la même région, les niveaux de tension sont de 7.2/12.47 kV ou de 2.4/4.16 kV. Ainsi, la région du Nord dispose de 186 kilomètres de lignes, la région Artibonite de 219 kilomètres, la région Sud de 176.5 kilomètres et le Centre-Ouest de 150 kilomètres. La longueur totale pour tout le pays des lignes de de transmission et de distribution est de 1760.50 kilomètres.
- 39 Le taux d'électrification nationale est 12.5 % (raccordements légaux), avec la région métropolitaine comptant pour 5.6%, l'Artibonite 1.12%, le Nord 1.32%, le Sud 1.06% et le Centre-Ouest (Jacmel) 0.9%.
- 40 Les grilles de la région métropolitaine et de Jacmel dans le Sud-East ont été rénovés en 1984-1985. La grille de Saint Marc dans la région de l'Artibonite a été rénovée en 1997. En fait, toutes les grilles sont très âgées et ont besoin d'être remises en état.
- 41 Etant donné que le taux de disponibilité des unités est faible relativement à la demande, la compagnie est obligée de limiter l'approvisionnement de l'électricité dans certaines régions et/ou d'acheter de l'énergie des producteurs privés. L'approvisionnement de l'électricité varie dans le temps et d'une région à l'autre, selon la disponibilité des unités, des possibilités d'achat d'énergie de l'EDH et l'apport d'énergie des barrages hydroélectriques : 12-16 heures dans la région métropolitaine, 20-24 heures dans les régions du Nord, de l'Artibonite, du Sud et du Centre-Ouest, et 24 heures dans la région d Jacmel en octobre 2004. (voir annexe 6). En 2005, dans la zone métropolitaine de Port-au-Prince l'approvisionnement de l'électricité était de 6 à 12 heures par jour.

Pertes techniques et non techniques d'électricité

- 42 Etant donné que la majorité des grilles sont vieilles et incertaines, et le taux d'électrification nationale est faible, le taux de pertes est très élevé, et par conséquent, le taux de facturation est très bas (voir annexe 7)
- 43 En raison du faible niveau de fiabilité des grilles, EDH évalue les pertes techniques à 18%. Ainsi, à partir du taux de pertes totales situées entre 46.02% et 53.59%, les pertes non techniques ou les pertes dues aux raccordements varient entre 31.02% et 38.59% pendant les cinq dernières années. Bien que les pertes totales soient également élevées dans d'autres pays en voie de développement : Le Nigéria 32%, Inde 27%, Togo 27%, Kenya 22%, Cameroun 21%, le taux d'électricité impayée ne paraît pas aussi plus élevé qu'en Haïti (voir annexe 8).
- 44 Les pertes non techniques représentent des pertes financières pour l'entreprise dues principalement aux raccordements illégaux et à un système non efficace de collecte de revenu. En raison des pertes non techniques, l'utilité n'est pas capable de faire l'entretien courant des installations, d'acheter le carburant et par conséquent commencer un nouveau cycle de production. Le manque d'électricité contribue à augmenter de plus en plus les niveaux de pertes non techniques et à affecter la croissance économique, qui se manifeste par des manques de revenus pour la population qui elle-même se trouve dans l'impossibilité de payer la facture de l'électricité et comme conséquence finale le manque de revenus au budget du gouvernement, qui à son tour ne peut pas disposer de moyens pour donner des subventions directes aux plus pauvres. Trouver une solution à une production normale d'électricité – à sa vente et à sa facturation et collecte des revenus - à un nouveau cycle de production, constituent les problèmes les plus importants et les plus urgents à résoudre par la compagnie.

Consommation illégale d'électricité dans les résidences

- 45 Selon des données fournies par la société, la consommation facturée, mesurée à partir des compteurs domestiques, était de 115 GWh en 2002. En supposant que 65% du total des pertes commerciales (non techniques) sont dans le secteur de ménage, 151 GWh seraient la consommation illégale dans les ménages sans compteurs. La consommation totale de l'électricité dans les ménages a été estimée à 266 GWh. Environ 57% du total de la consommation d'électricité dans les ménages en Haïti représentent des pertes non techniques (commerciales).
- 46 Le nombre de ménages avec compteurs en 2002 était de 158.000, ce qui représente 10.6% du nombre total des ménages en Haïti. Basée sur une évaluation préliminaire que 30% du total des ménages sont reliés au réseau, le nombre de ménages illégalement reliés est de 289,000. La consommation moyenne annuelle des

Consommation Annuelle des Résidences en 2002					
	Nombre	%	GWh	GWh %	KWh/résidence
Avec compteurs	159840	36	115	43	727
Sans compteurs	284160	64	151	57	528
Total connecté	444000	100	266	100	600

ménages est de 600 KWh. Les ménages avec compteurs ont une consommation moyenne plus élevée, 727 KWh, et la moyenne des résidences sans compteurs (consommation illégale) est de 528 KWh.

- 47 Les catégories principales d'équipements de consommation d'électricité dans les ménages sont aujourd'hui les réfrigérateurs, l'éclairage et les téléviseurs audio. On estime que les ménages consommant illégalement l'électricité l'utilise principalement pour l'éclairage, les téléviseurs audio et environ un tiers d'entre eux l'utilise également pour faire fonctionner des réfrigérateurs.

Annual Consumption par Appareils ménagers			
	kWh per appliance	% de résidence	kWh par residence connecté
Eclairage	100	30	100
TV	100	25	84
réfrigérateur	900	13	390
Machine à laver	100	1	4
Autres	30	20	20
Total			600

- 48 L'analyse complète et les commentaires sont basés sur le nombre supposé de ménages sans compteurs et leur consommation. L'enregistrement du consommateur, la facturation et le système de collecte devrait être également améliorés pour fournir des données plus fiables. Avec de telles données améliorées il serait possible de faire des évaluations plus précises de la consommation dans les ménages avec et sans compteurs.
- 49 Une analyse conduite à partir de l'information disponible révèle les résultats suivants : 36% des ménages connectés et muni de compteurs consomment 43% du total de l'électricité. Ceux qui consomment principalement l'électricité illégalement sont les ménages sans compteurs, mais une partie des ménages sans compteurs utilise également l'électricité sans autorisation convenable. Parmi l'électricité totale consommée par les ménages en 2002, 57% sont des pertes commerciales. Si nous supposons que 10 US cents est le prix moyen du kilowatt-heure d'électricité pour les pertes commerciales, cela signifie que la valeur des pertes commerciales dans les ménages équivaut à 15.1 millions de dollars US. Malheureusement, pour tout pays sous-développé (avec un chômage élevé, un faible pouvoir d'achat, et des prix élevés de l'électricité comparés au pouvoir d'achat), l'utilisation illégale de l'électricité est un phénomène très répandu dans les ménages sans compteurs, mais partiellement aussi dans les ménages avec compteurs. Si ceux qui payent régulièrement l'électricité voient qu'aucune mesure n'est prise contre ceux qui ne payent pas leur consommation, encore moins contre ceux qui volent l'énergie, ceci va constituer un motif pour qu'eux-mêmes retardent leurs paiements.
- 50 Le programme pour la stabilisation de la situation devrait commencer par l'introduction de compteurs sur les comptes de service des clients (crédits, donations) là où ils n'existent pas encore. La compagnie a la possibilité de mettre en oeuvre cette initiative qui devrait donner à brève échéance les meilleurs résultats. Ceci contribuera à une réduction substantielle des pertes commerciales et la consommation résidentielle pourrait légèrement diminuer. Au moins un tiers de ménages illégalement branchés au réseau ont les moyens de payer leur facture de consommation d'électricité. Il est possible d'installer rapidement au moins 100.000 compteurs dans ces types de résidences, ce qui rapporterait annuellement à l'EDH environ 6 millions de \$US.
- 51 La consommation illégale de l'électricité pourrait être réduite avec l'adoption de lois, de règlements et d'institutions adéquats. Les mesures possibles pourraient consister en l'installation de compteurs prépayés pour des clients négligents, de fortes pénalités pour la consommation illégale d'énergie, et la possibilité de poursuite devant les tribunaux des consommateurs délinquants.
- 52 Les autorités devraient appliquer un programme pour établir la catégorisation "sociale" des habitants et prendre en charge celles dont les besoins en énergie et en soins sociaux sont les plus critiques. Les mesures visant à aider les clients vulnérables à faire face à leur facture de consommation d'électricité pourront contribuer à réduire le phénomène de consommation illégale de l'électricité.
- 53 Une autre option pourrait être la réduction de la consommation par des mesures d'efficacité énergétique telles la distribution des lampes subventionnées économiseurs d'énergie aux ménages pauvres branchés au réseau, ce qui permettrait d'économiser sur le coût du carburant une valeur de US\$ 5 par lampe et par année. Sur un total de 200.000 lampes cela représenterait une économie de 1 million de dollars américains sur les factures d'électricité.

Potentiel hydroénergétique

- 54 Le potentiel hydraulique total d'Haïti est environ 153 MW dont 15% (22.88 MW) se trouvent dans 27 sites micro allant de 0.1 à 2.57 MW avec des chutes allant de 50 à 400 mètres. Ces chutes peuvent être aménagées en vue de fournir des services d'énergie aux régions isolées où le manque de services adéquats d'énergie constitue une contrainte importante au développement local. Dans le potentiel restant, qui totalise environ 130 MW, on compte 3 sites principaux, Artibonite 4C est le plus important.

Energie éolienne

- 55 Une carte générale des ressources éoliennes disponibles a été établie, elle est basée sur des mesures de vent effectuées en 2005 et 2006. Des cartes détaillées pour des régions spécifiques d'intérêt sont actuellement en préparation. Ces mesures confirment le résultat des analyses antérieures prouvant que le principal potentiel éolien d'Haïti est localisé dans trois régions (ouest, nord-ouest et nord).
- 56 Dans la partie occidentale du pays, où la demande en électricité est la plus élevée, il existe un site connu comme étant très venteux situé dans la Plaine du Cul de Sac, au Nord Est de Port-au-Prince, entre deux grandes chaînes de montagne appelées La Selle et Chaîne des Matheux. Ce "de couloir de vent" traversant le Lac Azueï a été confirmé et des considérations sérieuses sont en train d'être faites en vue de tirer profit de cette ressource en y construisant une ferme éolienne.
- 57 Dans le nord-ouest, un site avec un bon potentiel de vent est localisé près de l'Île de la La Tortue, dans le canal du vent entre Haïti et Cuba. En 1978, une ferme de vent de 150 kilowatts a été installée à Port-de-Paix par EDH avec l'appui de la coopération allemande. Deux ans après, cette usine a été arrêté en raison d'un manque de main qualifié et des pièces de rechange l'entretien.

Energie solaire

- 58 Haïti reçoit un bon niveau de radiation solaire. Selon les estimations disponibles, la radiation solaire moyenne est d'environ 5 kWh/m²/day. Mais il n'y a pas assez de données détaillées sur le potentiel solaire. D'ailleurs, les possibilités techniques et logistiques pour effectuer des études appropriées ne sont pas en place.
- 59 L'énergie solaire est principalement utilisé sur une base individuelle pour produire l'électricité et l'eau chaude. La capacité solaire totale installée a été évaluée à environ 0.7 MW. La majeure partie de cette capacité (80%) est utilisée pour l'éclairage et le reste (20%) est consacré aux vaccins, à la conservation de fruits de mer, au pompage de l'eau, à l'audiovisuel et à la communication. Il est important de mentionner que les investissements initiaux sont très élevés pour les équipements photovoltaïques et thermiques. La propagation de la technologie solaire en Haïti est limitée également par les particularités locales suivantes : les habitudes culinaires peuvent gêner la pénétration rapide des fourneaux solaires dans le secteur des ménages, la corrosion de la canalisation dans les systèmes de chauffe-eau solaire, le manque de possibilités d'entretien, et également le vol des panneaux photovoltaïques dans les installations privées et publiques etc...
- 60 Les chauffe-eau solaires sont généralement utilisés dans les hôtels, les résidences riches et dans les centres de santé. Elles sont également utilisées d'une façon non professionnelle (baclée) pour le séchage des fruits. Cependant, tel que mentionné précédemment, les habitudes culinaires des ménages empêchent également une plus grande utilisation des fourneaux solaires.

2.4 Le potentiel énergétique des déchets solides urbains

- 61 La production des déchets municipaux dans la zone métropolitaine (Port-au-Prince) est évaluée à 730.000 tons/year, et pour les huit autres grandes agglomérations (Cap-Haïtien, Gonaïves, Les Cayes, Saint-Marc, Verrettes, Jérémie, Port-De-Paix, Limbé) à 191.000 tons/year et pour les régions rurales et les petites villes à 766.000 tons/year. Les déchets produits dans la région métropolitaine se décomposent comme suit : matières organiques (75%), roches, charbon de bois et sables (8%), objets en plastiques (7%), métal (3%), papiers et cartons (3%), tissus (2%) et verres (2%). Beaucoup de quartiers ne bénéficient pas de services publics d'enlèvement de débris. Quelques petits services privés existent, mais ils sont relativement chers. Il n'y a aucune séparation des déchets provenant des ménages, des compagnies, des hôpitaux, et des matériaux

de construction. Puis, généralement, le rassemblement est fait à la main et l'enlèvement par camion. Les deux sites importants d'enfouissement de déchets sont situés à Truitier, à environ 10 kilomètres de Port-au-Prince et à Madeline, au Cap-Haïtien. On estime que le taux d'enlèvement de déchets est de moins de 30% dans MAPAP. Dans d'autres villes, les déchets sont généralement déversés dans les rivières et terminent leur voyage sur les côtes. Ces déchets sont généralement brûlés. Cependant, une petite partie est utilisée dans quelques zones pour la production de compost.

- 62 Le cadre juridique n'est pas suffisamment précis concernant les rôles des partenaires impliqués dans la gestion des déchets, en particulier au sujet de MAPAP et il n'existe aucun standard techniques, aucun instrument financier adéquat, ni des mécanismes de coordination ainsi qu'une stratégie réelle relative à l'enlèvement, l'entreposage des déchets et éventuellement la récupération de l'énergie qu'ils contiennent. Pendant environ 5 années, une unité de recherches, avec l'appui technique de la Coopération Universitaire pour le Développement (CUD) de la Belgique, basé à la Faculté des Sciences (Université d'Etat d'Haïti) a effectué quelques activités de recherches en matière de gestion des sites d'enfouissement.

2.5 D' autres ressources d'énergie locale

- 63 La bagasse : En raison de la fermeture de l'industrie de canne à sucre, la production et de la consommation de bagasse a diminué enHaïti. Cependant, le potentiel de cette ressource énergétique locale est encore présent. La quantité de bagasse disponible chaque année dans les moulins de canne à sucre et les guildives (usine d'alcool d'artisanal) est estimée à 140.000 tonnes mais seulement 15% sont utilisés. Le potentiel annuel d'énergie de la bagasse produite dans l'industrie d'alcool (distilleries) au Haïti oscille entre 37 et 56 mille tonnes équivalent en pétrole.
- 64 Les déchets animaux (engrais) : Quelques expériences pilotes ont été faites dans le passé pour utiliser cesdéchets pour produire du biogaz pour le chauffage. Le transport des matières premières constituait un handicap pour ces activités, les centres de production étant situés dans des zones non-appropriés.

3 Les problèmes fondamentaux du secteur énergétique haïtien

3.1 Bois de feu et charbon de bois

- Déboisement/destruction de forêts;
- Programme de reboisement insuffisant;
- Utilisation abusive du bois de feu dans le secteur économique;
- Forte consommation du bois de feu dans les petites et moyennes entreprises et dans les ménages pour la génération de chaleur;
- Faible efficacité de la technologie de production de charbon de bois;
- Inexistence d'actions ou actions inadéquates en termes de substitution et de conservation de bois de feu et de protection des forêts;
- Utilisation de bois comme matériel d'échaffaudage dans la construction des maisons, alors que celui-ci pourrait être remplacé par des pieux métalliques;
- Aucun programme de motivation destiné à favoriser l'utilisation de produits pétroliers au lieu du bois de feu et du charbon de bois;

3.2 Secteur de pétrole et de gaz (hydrocarbures)

- Aucune réserve nationale de pétrole n'a encore été découverte;
- Aucune exploration d'hydrocarbure n'est actuellement en cours sur le territoire national;
- Aucune utilisation de l'Accord de San José;
- Des coûts financiers élevés pour importer des produits dérivés de pétrole;
- Niveau élevé de vulnérabilité à la volatilité des prix des produits pétroliers. Aucune norme légale en matière de réserves stratégiques de produits pétroliers;
- Manque de facilités pour le remplissage du GP;
- Mélange de gasoline et de kérosène pour bénéficier du bas prix du kérosène;
- Profits élevés des détaillants de GPL en l'absence de règlements et de contrôle des prix.

3.3 Gisement de charbon minéral (lignite)

- Relativement faible réserves prouvées capable seulement d'alimenter une usine électrique de 40 MW pendant 17 years;
- Teneur élevé en soufre et en cendres;
- Besoin de réaliser une évaluation complète des bassins sédimentaires.

3.4 Secteur Electrique

- Certaines usines thermiques ne sont pas disponibles pour produire à cause d'un manque de maintien;
- La sédimentation du plus important barrage hydroélectrique (Péligre);
- La non satisfaction chronique de la demande en électricité;
- Branchement illégaux au réseau et consommation illégale de puissance;
- Les ressources financières ne sont pas disponibles pour l'achat de carburants, la réparation des usines existantes et l'expansion du système de génération d'électricité ;
- Les réseaux électriques isolés ne sont pas connectés en un réseau national;
- Des transformateurs et compteurs insuffisants pour remplacer ceux qui sont défectueux;
- Faible niveau de fiabilité du réseau et pertes techniques élevées;
- Des coûts de transmission et de production très élevés ;
- Manque de capacités disponibles dans les circuits de distribution.

3.5 Energie éolienne

- Potential élevé en énergie éolienne, mais inutilisé;
- Carte des vents détaillée en préparation;
- Manque de possibilités techniques et logistiques pour produire des analyses appropriées et faire la mise en oeuvre des projets;
- Coût élevé relatif des équipements de technologie éolienne.

3.6 Energie solaire

- Aucune donnée disponible sur le potentiel solaire;
- Manque de possibilités techniques et logistiques pour conduire des études appropriées;
- L'investissement initial est très élevé pour les équipements photovoltaïques et thermiques;
- Difficulté d'accès aux crédits financiers pour l'achat d'équipements personnels;
- Manque d'expertise technique pour maintenir ces équipements;
- La corrosion de la canalisation dans les systèmes de chauffe-eau solaire;
- Les habitudes culinaires des résidences rendant difficile l'utilisation des réchauds solaires;
- Le vol des panneaux photovoltaïques dans les installations privées et publiques

3.7 Potentiel énergétique des déchets solides urbains

- Sites de décharge des déchets non contrôlés;
- Aucune séparation n'est effectuée au niveau des déchets.

3.8 Bagasse

- Pas d'utilisation complète de la quantité totale de bagasse disponible;
- Hesitation des propriétaires de distilleries pour utiliser la bagasse comme source d'énergie, sous prétexte qu'elle a un pouvoir calorifique faible.

4 Besoins futurs en énergie et options d'approvisionnement

4.1 Prévision de la demande d'énergie finale par type d'énergie et par secteur

- 65 La prévision de demande finale d'énergie provient de l'étude de MAED (modèle pour l'analyse de la demande énergétique), qui fait partie "du Plan Énergétique National" d'Haïti entrepris par le Bureau des Mines et de l'Énergie (BME), l'Électricité d'Haïti (EDH) and le Ministère des Travaux Publics Transports et Communications (MTPTC) avec l'appui technique de l'Agence Internationale de l'Énergie Atomique (AIEA).

- 66 Les hypothèses de base pour la prévision de la demande finale d'énergie sont les suivantes: Le PIB prévu pour l'année 2015 est de 109.84 milliards de Gourdes. Cette valeur du PIB est de 48% supérieure à celle de l'année 2000. Le taux de croissance moyen annuel correspondant à cette période est de 2.65%. Ce taux de croissance relativement faible reflète la situation politique et économique au cours des deux dernières années et inclut un taux de croissance annuel prévu de 1.0% entre 2000-2005. Avec l'appui des institutions internationales, en particulier l'ICF (cadre de coopération intérimaire), une meilleure situation économique est prévue à l'avenir, reflétée par un taux de croissance annuel de 3% entre 2005-2010 et 4% entre 2010-2015. En ce qui concerne la future structure économique, il est prévu que le sous-secteur de production manufacturière affichera le taux de croissance le plus élevé (au moins 3.9%) pendant la période 2000-2015.
- 67 On s'attend à ce qu'il y ait une faible augmentation du taux de croissance de la population jusqu'en 2015 (2% en moyenne pour la période 2005-2015, en comparaison à 1.96% pendant les récentes dernières années). Sous cette hypothèse, on prévoit que le nombre d'habitants en 2015 sera de 10.68 millions, ce qui représente une augmentation de 26% par rapport à 2000. En même temps, on s'attend à ce que le nombre de ménages augmente davantage, c.-à-d. de 41% pendant la même période, atteignant environ 2.0 millions en 2015. On suppose que le pouvoir d'achat de la population sera meilleure, et en retour, plus de familles devraient pouvoir se brancher au réseau et faire usage de l'électricité (au moins 50% des ménages seront branchés au réseau électrique principal d'ici 2017).
- 68 On suppose que des équipements plus efficace et de meilleures technologies seront utilisées dans l'industrie, mais avec une pénétration plus forte de l'utilisation globale de l'électricité dans ce secteur. En conséquence, l'augmentation de PIB ne traduira pas le même taux d'efficacité dans la consommation de l'énergie dans l'économie.
- 69 Il est prévu que d'ici l'année 2015, il y ait une amélioration du niveau de possession de voiture par personnes, soit 84 personnes pour une voiture au lieu de 100 actuellement, et un déclin régulier de consommation de carburant par 100 kilomètres dû au remplacement des voitures plus anciennes par les plus nouvelles et par des améliorations de l'infrastructure routière.
- 70 La consommation d'énergie finale prévue pour l'année 2015 est estimée à 2.04 millions de tonnes équivalent en pétrole (tep), ce qui est de 20.7% supérieure à celle de l'année 2000. Pendant qu'on s'attend à ce que l'augmentation du PIB soit de 48% au cours de la même période, on prévoit aussi une réduction de l'intensité d'énergie au niveau national (une utilisation plus efficace de l'énergie pour la génération de la valeur ajoutée par les secteurs économiques). Comme résultat on s'attend à ce que la structure de la consommation d'énergie finale pour l'année 2015 soit comme suit : le bois de feu et le charbon de bois 50% (75% en 2000), produits pétroliers pour le transport 20% (15% en 2000), autres combustibles fossiles 20% (5% en 2000), électricité 10% (4% en 2000) et les déchets végétaux 0% (le même qu'en 2000). On peut noter que la structure de la consommation finale d'énergie change de 2000 à 2015, avec la réduction du pourcentage des sources d'énergie non-commerciales, l'augmentation de celui des combustibles de transport, des autres combustibles fossiles et l'électricité et aucun pourcentage de déchets végétaux.
- 71 La structure de la demande finale d'énergie par secteur pour l'année 2015 montre qu'on s'attend à ce que les ménages consomment 1.14 million de tep (56%), l'industrie 0.46 million de tep (23%), le transport 0.34 million de tep (16%), les services 0.1 million de tep (5%). Comparé à l'année 2000, on peut noter une légère diminution du pourcentage de la consommation d'énergie finale des ménages et une légère augmentation de celui des autres secteurs : industrie, transport et services.
- 72 L'élasticité de l'énergie finale, définie comme le rapport de la croissance annuelle moyenne de la demande finale d'énergie pendant la période 2000-2015 et du taux de croissance annuel moyen de PIB pour cette même période, est de 0.48, ce qui montre une amélioration dans l'intensité finale d'énergie du pays. D'autre part, l'élasticité de l'électricité pour la même durée est 2.3, montrant une augmentation plus rapide de pénétration de l'électricité dans toutes les activités économiques et sociales que la croissance de PIB.

4.2 Les options de développement du secteur de fourniture d'énergie

Bois de feu et charbon de bois, substitution d'énergie pour éviter davantage de déboisement

73 Bien que les secteurs industrie et service n'affectent pas considérablement au fil du temps la consommation totale comparé au secteur de ménage, il est important de réduire l'utilisation du bois de feu et du charbon de bois dans ces deux secteurs. En effet, la part du bois de feu dans l'industrie diminuera de 60% en 2005 à 44% en 2015 tandis que dans le secteur service sa part passera de 56% en 2005 à approximativement 30% de 2015.

Les actions possibles sont les mesures de conservation par la diffusion de réchauds améliorés à charbon de bois dans les secteurs résidentiels et de service ou des chaudières et fours efficaces dans les petites entreprises, et la substitution du bois de feu par le kérosène, le LPG, le charbon de bois importé et les briquettes produits à partir des matériaux cellulosiques de rebut, principalement les déchets de papier de bureau, les déchets en cartons et les déchets agricoles. Le remplacement du bois dans le secteur de construction des maisons par des pieux métalliques est une mesure qui peut également être mise en oeuvre.

Les objectifs du Cadre de Coopération Intérimaire (CCI) relatifs à la substitution du bois de feu et du charbon de bois avec des sources d'énergie alternative sont :

Echéance	Nombre de résidences supplémentaires avec		Nombre de PME supplémentaires avec	Villages équipés de
	GPL	kérosène		
Mars 2005	3,500	1,500	100	-
Septembre 2005	7,700	3,300	200	3
Mars 2006	7,000	3,000	350	3
Septembre 2006	2,800	1,200	350	4
Total	21.000	9.000	1.000	10

En outre, le CCI a prévu la plantation de 2.000 hectares de forêts énergétiques et de l'aide financière à des producteurs de brique de carburant à partir de septembre 2005 et a formulé un plan d'action forestier national à mettre en oeuvre à partir de mars 2006.

Des efforts significatifs en termes d'investissement doivent être faits afin de pouvoir obtenir des résultats efficaces. D'ici 2010, il est urgent que le programme d'action suivant visant la réhabilitation et la reconstitution des réserves en bois soit mis en application :

- A partir de 2005, on prévoit que chaque année 2.5% du total des familles urbaines, utilisant le bois de feu, devront passer à une autre source d'énergie. Ceci implique que d'ici l'année 2015, environ 25% de ces familles (509.400) sera converti. En y ajoutant le nombre de familles qui actuellement utilisent déjà une autre source d'énergie (13.5%), la performance respective pour l'année visée précédemment est de 38.5%.
- Début 2005, exécution d'un programme de conservation consistant en la diffusion de réchauds améliorés à 17% des familles vivant dans les zones urbaines. Ce programme s'étendra jusqu'en l'année 2015, ce qui correspond approximativement à 166 milliers de résidences (voir annexe 9).

74 En effet, les résultats de ce programme incluront 36% des ménages utilisant soit le kérosène, le GPL ou les réchauds améliorés d'ici l'année 2015, le reste utilisera l'électricité, le bois et différents types de fourneaux traditionnels. Naturellement, c'est un programme plutôt énorme mais il est urgent de le mettre en application si la finalité est de fournir assez de combustibles de cuisson à la population d'une manière relativement efficace et globale sans épuiser complètement le peu de volume de réserves en bois actuellement disponible.

75 Le nombre de fourneaux à diffuser d'ici 2015 est respectivement de 153.000 pour le kérosène, de 357.000 pour le GPL et 166.000 pour les réchauds améliorés.

- 76 En plus de ce programme très important de substitution et de conservation, l'importation du charbon de bois doit être également mise en application et exécution, il en est de même de la mise en place efficace des lois qui empêchent la coupure non autorisée du bois favorisant ainsi des actions relatives de conservation et de début d'augmentation des réserves en bois d'ici l'année 2015. Pour réaliser ceci, l'importation de charbon de bois devrait démarrer avec une quantité de 117.000 tonnes en 2006, jusqu'à atteindre approximativement 700.000 tonnes en l'année 2009 et ensuite diminuer de manière significative à moins de 200.000 tonnes d'ici l'année 2015.
- 77 Si les prévisions des réserves estimées actuellement de 18 milliers mètres cubes sont correctes, les quatre mesures décrites ci-dessus sont nécessaires. Si les réserves estimées sont plus élevées que celles prévues dans ce rapport, il n'y aura aucun besoin d'importer une telle quantité de charbon de bois. D'un autre côté, si les évaluations actuelles sont inférieures, alors la situation des réserves en bois est pire que prévu.
- 78 En réalisant le modèle de la future évolution des réserves en bois en fonction des réserves actuellement disponibles, de la consommation annuelle du bois, du taux normal de reproduction et du niveau de reboisement annuel on remarque combien les réserves futures en bois sont sensibles à la variation des paramètres ci-dessus mentionnés. Par exemple, n'importe quelle légère variation, négative ou positive, soit du taux normal de reproduction de bois ou des activités annuelles de reboisement ou encore de la consommation annuelle d'énergie de moins de 10% entraîne automatiquement une variation énorme des réserves disponibles. En conséquence, il y a un besoin très urgent d'effectuer une étude plus complète et plus globale pour le sous-secteur du bois de feu.
- 79 Le coût annuel du programme de GPL est d'environ 1.2 million de dollars américains, alors que celui du kérosène est d'environ US\$ 0.3 million et pour les réchauds améliorés US\$ 0.1 million. Ces coûts comprennent 50% de subventions et incluent également le coût de gestion de 3 dollars américains par réchaud. D'autre part, l'importation de charbon minéral coûtera environ 166.5 millions de dollars américains annuellement si le prix à la tonne revient à 350 dollars américains. Le prix de US\$ 350/ton reflète une augmentation d'environ 16% du prix actuel courant sur le marché local.
- 80 La substitution du bois de feu par des sources d'énergie importées devrait être considérée soigneusement. Le coût élevé des produits pétroliers importés pourrait augmenter le déséquilibre de la balance des paiements (importation/exportation) et détériorer la situation économique du pays. En outre le pays sera exposé davantage aux variations externes des prix des carburants primaires. Il faudrait d'abord considérer d'autres mesures, comme l'augmentation de l'utilisation des ressources locales telles que les sources d'énergie renouvelables et la production et l'utilisation des plantes à vocation énergétiques et des forêts.
- 81 Certains pays de la région, comme la Guyane, disposent d'abondantes quantités de bois qui peuvent être échangés contre le carbonate de calcium, qui est une matière première abondante et d'excellente qualité en Haïti. Ces pays ont besoin de la pierre à chaux pour différentes applications telles que l'amendement des sols, la construction des édifices, l'industrie pharmaceutique etc... Ils peuvent trouver un intérêt certain pour une telle transaction.

Les forêts énergétiques

- 82 Les forêts énergétiques sont une bonne manière d'assurer le besoin en bois de feu et de combattre le déboisement. Le principe est d'utiliser des espèces à croissance rapide comme le "Bayahonde" ou des espèces de régénération comme le "bambou" pour reboiser. En fait, le Bayahonde se développe n'importe où et peut être moissonné en trois ans. Pour ce qui concerne le bambou il reproduit spontanément après avoir été coupé. Haïti a beaucoup de terre qui peut convenir aux forêts énergétiques. Par exemple "La Plantation Dauphin" (6000 hectares de terre indivis), "La Plantation de Madras", La Savane désolée, "La région de La-Pierre", près de Gonaïves, le cap de Saint Marc, région sèche près de Port-au-Prince et La Plaine du Cul-De-Sac, partie occidentale du lac Azuei, les régions sèches de Cotes de Fer, de Miragoane et la partie occidentale de l'île de la Gonave. Les arbres seront utilisés pour produire du bois de feu et du charbon de bois.

Les résidus végétaux

- 83 Les plantes à vocation énergétiques pourraient être utilisées comme source primaire pour des bio-carburants. Ce sont des plantes à croissance rapide, qui peuvent être moissonnées une ou deux fois par an. Une espèce intéressante est la plante dénommée "Jathropha" qui se développe bien sous les climats tropicaux et peut être utilisé pour la production de bio-diesel ou comme bois de feu.
- 84 Le gouvernement devrait étudier la possibilité pour favoriser les plantes à vocation énergétique et les bio-carburants et déterminer le potentiel du pays pour de tels produits. Les bio-carburants principaux sont :
- 85 Le Biodiesel est un carburant renouvelable qui peut être fabriqué à partir des huiles végétales ou des huiles de cuisine végétales et graisses recyclées (voir l'annexe 10)
- 86 L'éthanol est un carburant alternatif à base d'alcool produit à partir de n'importe quel résidu végétal qui contient d'appréciables quantités de sucre (betteraves à sucre, canne à sucre) ou d'autres végétaux qui peuvent être convertis en sucre (voir l'annexe 10).
- 87 Le méthane est un alcool carburant fabriqué habituellement à partir du gaz naturel. Il pourrait également être fabriqué à partir du gaz dégagé des ordures, de la bagasse ou des débris de bois. Le méthanol est un combustible liquide qui peut être utilisé dans un moteur à combustion interne ou dans un réservoir à combustible (voir l'annexe 10)

Produits Pétroliers

- 88 Haïti, est très vulnérable aux ruptures de stocks de produits pétroliers et à la volatilité des prix de ces produits étant sans ressources nationales de pétrole brut, ni capacités de raffinage. Plusieurs mesures peuvent être envisagées pour diminuer cette vulnérabilité.
- 89 Le gouvernement devrait continuer à tirer profit des accords pétroliers de San Jose de Petro Caribe. Ils offrent au pays diverses opportunités : des prix préférentiels pour l'importation de produits pétroliers, la sécurité d'approvisionnement et, au besoin, garantissent des prêts à long terme de faible intérêt pour des projets de développement.
- 90 La capacité totale de stockage de produits pétroliers d'environ 1.688.000 barils (baril) est actuellement (2000-2005) suffisant pour 5-6 mois de consommation de produits pétroliers et pour 2.7 mois pour l'année 2015. En termes de capacité de stockage il est tout à fait suffisant mais il est important de déterminer quelle quantité de cette capacité maintient en tout temps une réserve stratégique de produits pétroliers. Comme référence, les Etats membres importateurs nets de l'union européenne ont l'obligation de maintenir des réserves de pétrole équivalentes à plus de 90 jours de la consommation quotidienne moyenne de l'année précédente. Quelques pays ont des lois spéciales qui réglementent les réserves stratégiques d'hydrocarbures et des agences spéciales qui maintiennent et administrent les réserves (Allemagne, Espagne, Hongrie, la République de Corée, la République Tchèque, la Finlande, l'Irlande etc.). L'expérience de la solution apportée par l'Allemagne [5] au problème des réserves stratégiques de pétrole pourrait être utile à n'importe quel pays importateur net de pétrole. Le nouvel organisme de normalisation prévu pour être établi en Haïti devrait étudier la nécessité d'inclure dans les lois énergétiques futures l'obligation pour les compagnies pétrolières de maintenir de manière permanente des réserves stratégiques pendant une période indiquée afin de diminuer la vulnérabilité du pays à la rupture de produits pétroliers.
- 91 Le gouvernement devrait considérer également l'exécution d'un programme de recyclage des huiles de vidange des moteurs produits à travers le pays, ce qui réduirait l'importation de ce produit pétrolier et serait également salutaire du point de vue environnemental.
- 92 Le gouvernement devrait encourager une intégration plus étroite de secteur haïtien de produit pétrolier avec celui de la République Dominicaine en vue de profiter de l'économie d'échelle de certaines importations communes des produits pétroliers.

Production locale de lignite

93 Les utilisations possibles des dépôts de lignite de Maïssade sont les suivantes :

- Alimentation d'une usine thermique de 40 MW fonctionnant 5,500 heures/année pendant 17 ans ou de 30 MW pendant 25 ans, si on peut prouver sa faisabilité économique effective en comparaison avec d'autres types d'usines électriques, ou
- Production de ciment (lignite utilise comme matières premières et comme combustibles dans l'usine de ciment).

Les coûts de production prévus et les investissements nécessaires pour exploiter ce gisement sont :

- Coût de production : 8 cents/kWh
- Coût de l'investissement total : US\$60 million (1980), y compris la construction de deux ponts d'accès à la mine.

4.3 Electricité

Expansion du système de génération jusqu'en 2015

94 L'étude de MAED avait prévu que la charge de pointe d'électricité pour le réseau de Port-au-Prince atteindrait environ 150 MW entre 2000 et 2010 et environ 165 MW entre 2010 et 2015 en raison du développement économique et social prévu pour le pays. En fait en 2005 la charge maximale avait atteint 161 MW. On s'attend à ce que la région de l'Artibonite soit reliée au réseau principal de transmission en 2011-2012, quand la charge maximale sera de 30 MW. La région du Nord sera interconnectée en 2013-2015 avec une charge maximale de 37 MW. En raison de sa faible consommation et son relatif éloignement par rapport au réseau de transmission existant, la région du Sud ne sera pas reliée au réseau principal de transmission avant 2020. En 2015, cette région atteindra la charge maximale de 26 MW. Toutes les charges et les besoins en énergie électriques de ces trois régions, dans les horizons de temps indiqués, seront couverts par de petites unités de diesel, par des fermes éoliennes et par de petites unités hydrauliques. Jusqu'en 2015 les nouvelles capacités suivantes seront exigées : 25 MW dans la région de l'Artibonite (jusqu'en 2012), 25 MW dans la région du Sud et 30 MW dans la région du Nord. Quand l'interconnexion sera effective, une génération plus concentrée peut être envisagée avec des unités plus grandes, plus lentes fonctionnant au diesel ou des turbines à vapeur.

95 Au cours de la même période, certaines capacités existantes de production d'électricité seront retirées du réseau, car elles atteindront leur limite de vie standard : environ 50 MW pendant la période 2000-2010 et 45 MW entre 2010 et 2015. Par conséquent, de nouvelles capacités de production d'électricité seront nécessaires pour satisfaire la demande avec un niveau acceptable de fiabilité dans l'approvisionnement. En considérant quelques 20% de capacité de réserves, alors environ 200 MW de nouvelle capacité doivent être installés entre 2000-2010 et 240 MW entre 2010-2015. Le programme d'expansion à moindre coût du système haïtien de production d'électricité a été déterminé en utilisant le modèle WASP de l'AIEA (Wien Automatic System Planning). Afin d'obtenir des évaluations plus précises des coûts d'expansion pour la période jusqu'à 2015, une plus longue période (jusqu'à 2020) a été considérée pour l'analyse du modèle utilisant le WASP (voir annexe 11).

96 Ces dernières années, le secteur public n'a fait aucun investissement substantiel dans des équipements de génération. Les investissements les plus récents réalisés par l'EDH ont été les 10 MW ajoutés à la centrale de VARREUX (1996) et 10 MW également à la centrale de Carefour (1998). D'un autre côté, des producteurs indépendants (IPP) opèrent dans le secteur de l'électricité au Haïti depuis 1996. Actuellement (2006) il y a des contrats d'achat de puissance (PPA) entre EDH et Alstom pour une capacité de 30 MW incluant une capacité additionnelle de 20 MW et avec Sogener pour une capacité installée totale de 24 MW dans quatre régions : Cap-Haïtien (8 MW), Artibonite (8 MW), Petit-Goave (4 MW) et Les Cayes (4 MW). En conséquence, dans un futur immédiat (2007-2010) l'achat de l'électricité par EDH des entreprises privées anonymes continuera à être nécessaire.

97 Afin d'attirer des investissements privés dans la production d'électricité et en même temps protéger les utilisateurs, un cadre législatif et de normalisation approprié devrait être mis en place. La réforme institutionnelle est également nécessaire, de préférence par l'intermédiaire d'une entité de normalisation indépendante.

98 Les prévisions du CCI proposent l'addition de 2 unités diesel de 12 MW à la centrale électrique de Carrefour en 2007, une nouvelle centrale électrique de 120 MW (6 x 20 MW) en 2012 et quelques unités hors du Port-au-Prince (cycle combiné, si c'est possible). Aucune unité hydraulique n'est mentionnée dans le plan du CCI, et pourtant Haïti a un bon potentiel hydraulique.

99 En tenant compte de toutes les considérations sus-mentionnées, les options suivantes d'expansion de système de production d'électricité ont été considérées :

Type de technologie	Combustible	Dimension	Temps de construction	Disponible pour operation en (année):
Moteur Diesel	Fioul lourd importé	2.5 MW	< 1 year	2007
		12 MW	1 year	2008
Fermes éoliennes	-	10 x 1 MW	1 year	2009
Turbines à vapeur (cycle simple)	Fioul lourd importé	20 MW	1.5 years	2010
		30 MW	1.5 years	2010
		60 MW	1.5 years	2010
Turbines à vapeur (cycle combiné)	Fioul lourd importé	30 MW	2.5 years	2011
		60 MW	2.5 years	2011
		120 MW	2.5 years	2011
Usine à vapeur	Lignite local	30 MW	4 years	2013
Usine hydroélectrique (Artibonite 4C)	-	30 MW	4 years	2015

Aucune autre option hydraulique, à coté d'Artibonite 4C n'a été considérée parce que les données techniques et économiques respectives n'étaient pas disponibles dans le format détaillé selon les exigences du modèle WASP. Les nouveaux équipements de génération pourront être ou bien construit par EDH ou par les investisseurs privés ou bien par les deux à la fois. La décision stipulant que les usines de production doivent être construites par l'une ou l'autre partie dépendra de l'analyse de chaque situation particulière.

100 Un programme d'installation pour les petits moteurs diesel standard (2.5 MW) dans les réseaux régionaux isolé a été décidé en dehors des principes d'optimisation du modèle WASP selon l'augmentation de la demande de l'électricité dans ces régions comme suit :

Année	Nombre de moteurs thermiques de 2.5 MW	Région			
		Artibonite	Ouest	Nord	Sud
2007	2	1		1	
2008	2	1			1
Sous-total (2007-2008)	4	2		1	1
2009	2		1	1	
2010	2	1			1
2011	3	1	1	1	
2012	3	1		1	1
Sous-total (2009-2012)	10	3	2	3	2
2013	3			2	1
2014	4	2		1	1
2015	5	2		2	1
2016	3		1	1	1
2017	3		1	1	1
Sous-total (2013-2017)	18	4	2	7	5
Total	32	9	4	11	8

L'unité de dimension 2.5 MW ou des multiples de cette dimension conviennent bien à la faible augmentation annuelle de la demande de l'électricité des régions respectives. La localisation par régions (excepté Port-au-Prince) de ces unités, en termes de capacité installée, serait comme suit :

- région Artibonite – 22.5 MW,
- région Sud – 20 MW
- région Nord – 25 MW
- région Ouest - 10 MW.

Selon l'expérience des investisseurs et l'équipement préféré, la taille des unités peut changer, mais la capacité totale installée doit être satisfaite telle que prévue dans le tableau ci-dessus pour couvrir la demande estimée de l'électricité.

101 Toutes les autres options d'expansion sont passés par le modèle d'optimisation WASP et le programme haïtien de développement à moindre coût de production d'électricité que le système a déterminé s'est basé sur l'hypothèse suivante :

- taux d'escompte de 14% ;
- coût d'énergie non fournie de 1US\$/kWh ;
- détermination de la valeur de récupération des capitaux basée sur la méthode linéaire de dépréciation ;
- possibilité d'achat de l'électricité par l'EDH des entreprises privées anonymes à un coût similaire à celui dans l'accord d'achat existant (fourniture de carburant et paiement d'un certain montant pour l'électricité achetée) qui s'élève à un coût total d'environ 100 US\$/MWh.

Le critère d'optimisation est la minimisation du coût total escompté (l'investissement + le carburant + l'O&M + énergie non utilisée - valeur de récupération) de toutes les voies possibles d'expansion du système de production d'électricité.

102 La valeur choisie pour le taux d'escompte est conforme aux chiffres utilisés actuellement dans les études similaires réalisées en Haïti, avec les taux d'intérêt courants pratiqués par les banques pour des crédits dans l'environnement d'un pays à relativement haut risque tels que considéré pour des investissements privés au Haïti.

103 En évaluant le coût moyen de l'énergie non utilisée pour les calculs effectués à l'aide du modèle WASP deux chiffres de référence étaient disponibles :

- le coût marginal courant de fourniture de l'électricité d'environ 100US\$/MWh pour l'accord d'achat existant de l'électricité ;
- l'intensité finale de l'électricité (rapport de consommation finale annuelle de l'électricité au PIB total) pour Haïti pour l'année 2000 est, selon l'étude de MAED, de 0.256 MWh/1000 US\$ (762 GWh/2970 million US\$), qui est équivalent à environ 3.900 US\$/MWh.

La valeur choisie de l'énergie non fournie pour les calculs du WASP est de 1 US\$/kWh, ce qui est équivalent à 1000 US\$/MWh et représente une pénalité intermédiaire, dix fois plus élevée que l'option marginale courante d'approvisionnement de l'électricité (100 US\$/MWh) et 39 fois inférieure à l'équivalent (3.900 US\$/MWh) de l'intensité finale moyenne de l'électricité au niveau du pays (voir annexe 11).

104 En déterminant le moindre coût du programme d'expansion de production d'électricité pour le système haïtien, une décision difficile doit être prise pendant les prochaines années à venir (2007-2009) quand certaines des options de développement du système considéré: les turbines à vapeur (cycle simple), turbines à vapeur (cycle combiné), centrale à vapeur, centrale hydraulique ne sont pas disponibles pour opération à cause de leur longue période respective de construction et d'autres raisons pratiques. En fait, pour un futur immédiat proche seules les options de fourniture d'électricité suivantes sont disponibles : installation des petits moteurs diesel (2.5 MW) dans quelques réseaux régionaux isolés et achat additionnel de l'électricité par EDH des entreprises privées anonymes, qui peuvent être appliquées à partir de 2007 et installation de moteurs diesel (12 MW) et/ou de fermes éoliennes (10x1MW), qui pourraient être opérationnelles d'ici 2009.

105 Après avoir considéré toutes les options de fourniture d'électricité ci-dessus, avec leurs contraintes respectives, le programme de référence à moindre coût d'expansion et d'opération du système de production d'électricité déterminée avec le modèle WASP est le suivant :

Année	Achat d'électricité (GWh)	Moteurs Diesel		Fermes éoliennes 10x 1MW	Turbines à vapeur (cycle simple)			Turbines à vapeur (cycle combiné)			Usine à vapeur (Lignite) 30 MW	Usine hydro 30 MW
		2.5 MW	12 MW		20 MW	30 MW	60 MW	30 MW	60 MW	120 MW		
2007	166	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	212	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	378	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	266	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	2	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
2011	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Sous-total	266	10	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
2013	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
2014	-	4	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
2015	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
2016	-	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-
2017	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Sous-total	-	18	-	-	-	-	-	5	-	-	-	1
Total	644	32	-	-	-	-	-	11	-	-	-	1

106 En référence au programme de moindre coût d'expansion et d'opération de système de production d'électricité les commentaires suivants peuvent être faits:

- le programme d'installation pour les petits moteurs diesel (2.5 MW) dans les réseaux régionaux d'isolement a été décidé en dehors des principes d'optimisation du modèle WASP selon l'augmentation de la demande de l'électricité dans ces régions;
- Le modèle d'optimisation de WASP ne confirme pas les dispositions prévues dans le plan du CCI faisant état de l'addition de 2 unités diesel de 12 MW à la centrale électrique de Carrefour en 2007, une nouvelle centrale électrique de 120 MW (6 x 20 MW) en 2012 et quelques unités en dehors de Port-u-Prince (cycle combiné, si c'est possible) ;
- les moteurs diesel de 12 MW ne sont pas choisis en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour la période 2007-2009 et avec l'installation d'unités à cycle combiné de 30 MW, prévu pour la période 2010-2017 en raison des coûts d'investissements en capital théoriquement élevé pendant la nuit (950 US\$/kW) et de leur faible efficacité (30-33%) ;
- les fermes éoliennes de 10 x 1 MW ne sont pas choisies en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour la période 2005-2007 et avec l'installation des unités de cycle combinées de 30 MW, dans la période 2008-2015 en raison des coûts d'investissements en capital théoriquement élevé pendant la nuit (1500 US\$/kW) et le faible facteur de capacité de 30% (refléte dans des calculs de WASP par le paramètre des taux d'arrêt de fonctionnement forcé) ;
- les turbines à vapeur (cycle simple), dans toutes les options de taille, ne sont pas choisies en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour l'année 2007 et avec l'installation des unités à cycle combiné, 30 MW, prévues pour la période 2009-2017 en raison de leur efficacité plus faible (30-35%) ;
- les unités à cycle combiné de 30 MW sont préférées à toutes autres options d'expansion, commençant par leur première année de disponibilité pour opération (2010), en raison de leur rendement plus élevé (40-55%) ; cette technologie peut délivrer un rendement encore plus élevé mais des chiffres minima ont été choisis exprès pour cette étude ;
- la taille de 30 MW pour les unités à cycle combinées est préférée par rapport aux deux autres tailles (60 MW et 120 MW) pour la même technologie, malgré son coût d'investissement spécifique plus élevé, en raison de son meilleur ajustement à la consommation et à la faible augmentation annuelle de la demande de l'électricité ;
- la centrale à vapeur, 30 MW fonctionnant au lignite, n'est pas choisie en concurrence avec les unités à cycle combinées de 30 MW, en raison des coûts d'investissements en capital théoriquement élevé pendant la nuit (2300 US\$/kW) et de son efficacité plus faible (23-30%) ;

- la centrale hydraulique Artibonite 4C est choisie pour être installée en 2014, et sa disponibilité pour opération l'année suivante (2015).

107 Les disponibilités en capital pour l'expansion et l'opération du système de production d'électricité pour le programme d'expansion de référence au moindre coût sont indiquées dans le tableau suivant :

Disponibilités en capital pour le système de génération, d'expansion Et d'opération d'électricité par année et par période					
(million US\$)					
Année	Achat d'électricité	Coût du combustible	Construction nouvelle capacité (y compris IDC¹)	Coût O&M	Total
2007	16.6	61.5	9.5	9.1	96.7
2008	21.2	65.2	66.5	9.6	162.5
Sous-total	37.8	126.7	75.9	18.7	259.1
2009	26.6	68.8	78.4	10.1	183.9
2010	-	91	22.4	12.1	125.5
2011	-	97.3	42.5	12.6	152.4
2012	-	100.8	51.5	13	165.3
Sous-total	26.6	357.9	194.8	47.8	627.1
2013	-	110.6	46.5	13.7	170.8
2014	-	121.1	49.8	14.6	185.5
2015	-	127	49.7	15.7	192.4
2016	-	138.8	36.1	16.1	191.0
2017	-	141.4	45.9	16.7	204.0
Sous-total	0	638.9	228.0	76.8	943.7
Grand total	64.4	1123.5	498.7	143.3	1829.9

Note: 1. IDC – Intérêt pendant la construction

Il est nécessaire de mentionner que les coûts de construction des nouvelles capacités ne sont pas indiqués pendant l'année de mise en service de l'unité mais pendant ses années de construction, selon la "courbe S" des dépenses d'investissement.

108 Le coût moyen de l'électricité provenant des centrales, calculé comme étant le rapport du "coût total escompté d'opération et d'expansion" et "la demande escompté d'électricité" est de 87.9 US\$/MWh (8.79 US¢/kWh) lorsqu'il est calculé pour la période 2007-2017, et de 84.7 US\$/MWh (8.47 US¢/kWh) lorsqu'il est calculé pour la période 2007-2022. Le calcul du coût moyen est plus faible pour la période 2007-2022 parce qu'entre 2016-2020 beaucoup d'unités existantes de génération avec une faible efficacité seront écartées et remplacées par des unités à cycle combiné ayant un rendement plus élevé.

109 Le coût total du système de production, d'expansion et d'opération d'électricité représentera entre 3.1% (en 2007) et 5.6% (en 2009) du volume total du PIB d'Haïti. De ce total, les coûts d'expansion seront entre 0.3% (en 2007) et 2.4% (en 2009) du volume total du PIB. Comme on peut le remarquer, l'année 2009 sera l'année au cours de laquelle sera consenti un plus gros effort financier à la fois pour l'opération du système de production d'électricité et pour son expansion (au cours de cette année plusieurs unités à cycle combiné, 30 MW, et deux unités diesel, 2.5 MW, seront dans des étapes de construction différentes).

110 Le programme d'expansion à moindre coût est valide pour les intervalles de variation suivants des principaux paramètres économiques :

- taux d'escompte : 14-19%;
- le coût de l'énergie non fournie: 0.6-1.2 US\$/kWh;
- le coût additionnel d'achat d'électricité des entreprises privées anonymes : inférieur ou égal à 126 US\$/MWh.

- 111 Pour le taux d'escompte de 13%, la centrale hydraulique Artibonite 4C est avancée de un an, en 2014 au lieu de 2015. Pour le taux d'escompte de 12%, la centrale hydraulique Artibonite 4C est également avancée en 2015 mais, en outre, une ferme éolienne est incluse en tant qu'élément de programme d'expansion de moindre coût en l'année 2007 et la mise en place de quelques unités de cycle combiné, 30 MW, est retardé d'une année, le nombre total en années 2016 et 2021 restant le même. Pour le taux d'escompte de 20%, la centrale hydraulique Artibonite 4C n'est plus choisie en tant qu'élément programme d'expansion de moindre coût en et, d'autre part, quelques unités de cycle combiné, 30 MW, sont avancé d'un an, 12 unités étant réclamé jusqu'en 2016, au lieu de 11 unités dans le programme d'expansion de référence.
- 112 Pour le coût de l'énergie non fournie de 0.5 US\$/kWh, seulement 10 unités de cycle combiné, 30 MW, sont choisies jusqu'en 2016, au lieu de 11 unités dans le programme de référence d'expansion de moindre coût et trois fermes éoliennes de 10 MW sont choisies pour être mise en place au cours des années 2007, 2011 et 2014. Pour le coût de l'énergie non fournie de 1.3 US\$/kWh, quelques unités de cycle combiné, 30 MW, sont avancés d'un an mais le nombre total d'unités réclamées jusqu'en 2016 reste le même (11 unités).
- 113 Pour le coût d'achat additionnel d'électricité des entreprises privées anonymes égal ou supérieur à 127 US\$/MWh l'installation d'une ferme éolienne en l'année 2007 devient plus attrayante que l'achat de l'électricité.
- 114 Les quantités annuelles d'achats additionnels d'électricité par l'EDH des entreprises privés anonymes ou de la République Dominicaine (si possible) sont plutôt élevées : 166 GWh en 2007 (14.4% de la demande annuelle d'électricité prévue), 212 GWh en 2008 (17.0%) et 266 GWh en 2007 (19.8%). S'ils ne sont pas disponibles à un coût inférieur ou égal à 126 US\$/MWh ou sont disponibles seulement en partie, alors les seules options alternatives possibles sont :
- électricité non fournie au cours des années 2007-2009, avant la mise en service des cinq unités à cycle combiné, 30 MW, en 2010, avec les dommages inhérents causés aux consommateurs (notez le raisonnement derrière le coût de l'énergie non fournie) ;
 - installation de cinq unités diesel, 12 MW, et de quatre fermes éoliennes, 10 x 1 MW, en l'année 2008 (programme d'expansion alternatif).
- 115 Ce programme d'expansion alternatif aura comme conséquence un coût total additionnel de 35.1 millions d'US\$, tel que précisé dans le tableau suivant :

Différence des coûts entre le programme d'expansion de référence (avec l'achat additionnel d'électricité) et le programme d'extension alternatif (sans achat additionnel d'électricité)					
(million US\$)					
Programme d'expansion	Achat d'électricité	Coût de combustible	Coût de construction de nouvelle capacité (y compris IDC)	Coût O&M	Total
Référence	64.4	1123.5	498.7	143.3	1829.9
Alternative	0.0	1135.0	547.5	182.5	1865.0
Alternative – Référence	-64.4	11.5	48.8	39.2	35.1

- 116 Les coûts de construction des nouvelles capacités sont plus élevés dans le cas du système haïtien de production d'électricité en raison de sa petite dimension, qui dans ce cas fait appel à des unités de petites tailles avec un coût d'investissement spécifique plus élevée que les unités similaires de plus grande taille. De ce point de vue, une intégration plus profonde des systèmes électriques d'Haïti et de la République Dominicaine serait salutaire aux deux pays, mais particulièrement au système à dimension plus petite, pour plusieurs raisons :
- effet d'échelle : un système interconnecté de plus grande dimension tiendrait compte des des unités de tailles plus grandes avec des investissements spécifiques plus petits;

- la charge maximale d'un système relié ensemble est plus faible que la somme des charges maximales respectives dans des opérations isolées et, en conséquence, des capacités de charge maximales plus faible que nécessaires;
- assistance mutuelle en cas de pannes d'unité et, par conséquent, de capacités de réserves nécessaires moindres;
- coordination de la programmation de l'entretien des unités.

Provision Systématique de ressources pour la génération de puissance

117 Actuellement EDH fait face à beaucoup de problèmes pour l'acquisition du carburant nécessaire (carburant diesel et fioul lourd) pour la production d'électricité. Parfois, les unités ne fonctionnent pas parce qu'EDH n'a pas assez de ressources financières pour acheter le carburant ou les pièces de rechange. La direction de production de l'EDH élabore toujours le budget d'acquisition de carburant mais il n'est jamais exécuté dans sa totalité. Par conséquent, la compagnie doit bénéficier de l'aide financière pour remettre en marche un cycle normal d'activité relativement à la production et à la vente de l'électricité, à la collecte d'argent des clients, et enfin, à l'établissement d'un nouveau cycle de production.

Réseau de Transmission et de distribution

118 Le réseau de transmission et de distribution doit être remis en état pour faciliter le transfert d'énergie aux clients. Quelques sous-stations et réseaux de distribution doivent être améliorés à cause de la croissance de la population et à l'extension des villes. 50.000 nouveaux clients par an doivent être atteints mais seulement 15 kilomètres de ligne d'extension sont établis par année. Des transformateurs et des poteaux cassés doivent aussi être remplacés par des nouveaux.

Entretien systématique des capacités

119 Il faut donner à l'EDH les possibilités pour mettre en application le programme d'entretien planifié pour ses unités et ses lignes de distribution en fonction de ses normes internes et aux bonnes pratiques en usage à travers le monde.

Etude périodique sur le développement du système électrique

120 Le Ministère en charge de l'EDH, (MTPTC), devraient entreprendre périodiquement (tous les deux ans, par exemple) une étude complète, avec un horizon de temps d'environ 10 ans, sur le développement du système électrique, y compris l'addition de capacité de production, le renforcement des grilles de transmission, l'extension des réseaux de distribution à de nouvelles zones, le rôle des ressources énergétiques renouvelables dans des régions reliées à la grille et pour la production locale de l'électricité dans des régions éloignées de la grille (par exemple, les combinaisons hybrides de petits unités diesel + fermes éoliennes + énergie solaire) etc... Les conclusions de cete étude, y compris la liste des investissements nécessaires avec des dates-limites probables, devraient être rendues disponible aux entités intéressées (investisseurs, banques etc.). Les ministres dans d'autres pays publient habituellement ce genre de document public sur leurs site internet [6]. De cette façon les investisseurs éventuels seront au courant des futurs besoins du secteur électrique et pourront répondre aux chronogrammes établis et aux exigences de capacité.

Commercialisation de l'électricité

121 EDH has the objective to increase the billing rate from 47% to 75% during 15 years by: EDH envisage d'augmenter le taux de facturation de 47% à 75% au cours d'une période de 15 ans par la :

- vérification du bon fonctionnement de chaque compteur;

- remise en état 9.700 compteurs et raccordements existants par an (projet PREPSEL) ;
- établissement de compteurs collectifs pour des zones urbaines surpeuplés ;
- élimination des raccordements illégaux en employant la manière forte comme l'arrestation, la promotion de nouvelle loi énergétique et l'acquisition de nouveaux compteurs et accessoires pour brancher les consommateurs ;
- réduction de la dette des clients en mettant en application une politique agressive de récupération des coûts de l'électricité ;
- construction de nouveaux et centres commerciaux performants proches des consommateurs;
- augmentation du nombre de clients en étendant les réseaux.

122 Les mesures précédentes contribueront également à matérialiser les objectifs d'ICF relatifs à l'augmentation du taux des factures à Port-au-Prince (réduction de pertes non techniques) :

- Mars 2007: 55%
- Septembre 2007: 57%
- Mars 2008: 60%
- Septembre 2008: 62%

123 L'augmentation du nombre d'heures d'approvisionnement de l'électricité par jour selon les objectifs d'ICF :

	<i>Port-au-Prince</i>	<i>Le reste du réseau des provinces</i>
- Septembre 2007:	12 heures/jour	6 heures/jour
- Septembre 2008:	18 heures/jour	18 heures/jour
- Septembre 2009:	24 heures/jour	24 heures/jour

Nouveau cadre legal

124 Afin de rendre possible la concrétisation des objectifs ci-dessus il est nécessaire de réviser la législation existante et de proposer un nouveau cadre juridique pour refléter de façon appropriée la nouvelle situation dans le secteur de l'électricité. Par exemple, une proposition de loi contre les branchements illégaux sur le réseau électrique a été élaborée et soumise au parlement avant l'année 1998. Cette proposition n'a jamais été votée jusqu'à présent, malgré le fait que il est primordial de résoudre le problème des pertes non techniques.

Ressources humaines et logistiques

125 L'entreprise de service public doit acheter de nouveaux appareils et équipements pour améliorer l'entretien du réseau électrique. EDH doit améliorer et fiabiliser également son système d'information et de télécommunication (IT), qui ne fonctionne pas d'une manière satisfaisante. En raison des problèmes politiques et socio-économiques, beaucoup d'employés bien formés ont quitté la compagnie pour aller à l'étranger ou offrir leurs services à d'autres sociétés. Ces ressources humaines n'ont pas été remplacées et les jeunes nouveaux venus n'ont pas assez d'expérience. EDH doit investir dans la formation de personnel et de technicien et louer les services de jeunes ingénieurs motivés et compétents. Des incitations devraient être utilisées pour motiver les employés, telles une bonne politique de salaire.

4.4 Energie éolienne

126 Les fermes éoliennes modernes peuvent produire le mégawatt-heure d'électricité à un coût compris entre US\$40 et 110, tout frais compris (frais financiers initiaux, entretien), selon la variation de ressource en vent du site considéré. Pour les nouvelles grandes turbines éoliennes (> 1 MW) le coût d'investissement est d'environ de 1500\$/kW, alors que pour les petites turbines éoliennes (< 1 MW) le coût d'investissement sera plus élevé : 2500-4000 \$/kW. Par conséquent, des instruments fiscaux (incitations fiscales) et de normalisation ("concept régulateur" net, dispatching obligatoire, promotion de plans) pourraient être appliqués pour améliorer la faisabilité économique des projets de développement des petites éoliennes. Le facteur moyen de capacité (CF) des fermes éoliennes dépend

du site et varie habituellement entre 19-35%. La fiabilité s'est régulièrement améliorée et la plupart des fabricants de turbines éoliennes garantissent maintenant des disponibilités de 95%.

- 127 Dans le cas des projets d'énergie renouvelable, en général, et également pour des projets d'énergie éolienne, l'un des principaux prérequis pour attirer les investisseurs potentiels est l'existence d'un ensemble de données de base identifiant les principales ressources et décrivant la quantité et la qualité probable de telles ressources. À cet égard, la cartographie des ressources éoliennes du pays et des études spécifiques de suivi pour des sites prometteurs sont nécessaires. L'élaboration d'une carte des vents est en cours et son achèvement est prévu pour la fin de l'année 2006.
- 128 Le programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) a développé le projet pilote d'évaluation des ressources en énergie solaire et éolienne (SWERA) (juin 2001 - juillet 2004), pour évaluer le potentiel éolien et solaire des principales régions des pays en développement (PED) de l'Amérique du Sud, de l'Amérique Centrale (y compris la région des Caraïbes), de grandes portions de l'Afrique, de l'Asie du Sud et de l'Est [7]. Les treize pays concernés dans le projet pilote de SWERA sont : Le Bangladesh, le Brésil, la Chine, la République de Cuba, le Salvador, l'Éthiopie, le Ghana, le Guatemala, le Honduras, le Kenya, le Népal, le Nicaragua, et le Sri Lanka. L'objectif du projet de SWERA est de fournir des données de ressources solaires et éoliennes de haute résolution et des outils d'évaluation de l'information géographique aux cadres de secteurs public et privé qui sont impliqués dans le développement de marché de l'énergie. Le but global est de favoriser l'intégration des solutions alternatives solaires et éoliennes dans la planification énergétique nationale et régionale et dans la restructuration de secteurs aussi bien que dans la définition de politiques y relatives. Des cartes globales et régionales seront disponibles à tout les pays en développement (PED).

4.5 Energie solaire

- 129 L'énergie solaire peut être utilisé de deux manières : premièrement, l'utilisation des chauffe-eau solaires (CES) pour produire de l'eau chaude et de cette manière remplacer le chauffage d'eau par des combustibles fossiles ou par l'électricité, deuxièmement, l'utilisation des cellules photovoltaïques (PV) pour convertir la lumière du soleil en courant continu, qui peut être utilisé directement ou stocké dans des batteries. La Division de la technologie, de l'industrie et des sciences économiques (DTIE), le projet pilote d'évaluation des ressources en énergie solaire et éolienne (SWERA) du Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE), peuvent également fournir des informations détaillées (cartes) sur la ressource solaire au Haïti.

4.6 L'Énergie des déchets solides municipaux

- 130 La stratégie de transition du gouvernement d'Haïti relative aux déchets solides comporte trois priorités:
- assurer la collecte/l'enlèvement effectif et efficace des déchets solides de la région métropolitaine de Port-au-Prince (MAPAP) et des principales villes secondaires ;
 - assurer le traitement/l'élimination adéquat des déchets solides conformément aux normes sociales et environnementales en vigueur;
 - renforcement du cadre légal, institutionnel, et financier au niveau national et municipal, y compris l'adoption "d'un Plan National de Gestion des Déchets Solides" d'ici mars 2007 et création d'une agence nationale de déchets (AND) d'ici septembre 2007. Aucune allusion n'est faite à la récupération de l'énergie contenue dans ces déchets.

Les options disponibles pour la récupération des ressources à partir des déchets solides sont: le recyclage, le compostage, l'incinération avec ou sans la récupération de l'énergie, production de carburant par le procédé de fermentation, et le traitement dans des décharges (avec ou sans collection du gaz de méthane produit par les déchets). La future agence nationale de déchets décidera certainement des actions les plus appropriées à adopter en la matière. Néanmoins, les technologies de récupération d'énergie des déchets solides sont coûteuses et Haïti ne pourra probablement pas se permettre de les utiliser avant 2017, l'horizon de temps du programme actuel de développement d'énergie.

5 Objectifs de la politique énergétique du Gouvernement Haïtien

- 131 Les objectifs du gouvernement d'Haïti relatif au secteur de l'énergie sont les suivants :
- Supporter la recapitalisation des entreprises en difficulté (cas d'EDH) ;
 - Améliorer et moderniser la gestion des entreprises publiques dans les secteurs clés, y compris EDH ;
 - Améliorer la production et la distribution de l'électricité dans le pays ;
 - Renforcer le rôle de normalisation de l'état dans les secteurs clés de l'économie, y compris l'énergie ;
 - Préparer et mettre en application les réformes requises pour créer l'environnement favorable à l'investissement local et étranger ;
 - Mettre la priorité sur une amélioration significative dans la fourniture de l'électricité dans le pays ;
 - Promouvoir des solutions alternatives au bois de feu et le développement des énergies renouvelables.
- 132 Plus spécifiquement, le gouvernement d'Haïti a établi les objectifs prioritaires suivants pour EDH :
- Établissement d'un contrat de gestion pour EDH ;
 - Maintien du service électrique pendant au moins 12 heures par jour à Port-au-Prince et dans le reste du pays;
 - Stabilisation de l'EDH et établissement des conditions nécessaires pour son redressement;
 - Amélioration de la qualité des services et de l'accueil des clients;
 - Réduction de pertes techniques et augmentation de l'efficacité ;
 - Attention spéciale pour améliorer le taux de collecte et la rentabilité commerciale ;
 - Réduction de la fraude et du vol de l'électricité ;
 - Obtention de meilleures conditions dans les contrats d'achat de puissance (PPA) passés avec les producteurs privés, en tenant compte des intérêts des deux parties.
- 133 Afin de stabiliser EDH et augmenter ses services, un contrat de gestion à moyen terme (5 ans) est envisagé, ainsi que l'exécution d'un plan d'investissement à moyen terme conçu pour augmenter l'accès à l'électricité de la population de 12.5% actuellement à 20% d'ici 2013.
- 134 Conservation des ressources naturelles, particulièrement les forêts. Ceci peut être fait à l'aide de plusieurs mesures :
- Support à une utilisation plus efficace de bois de feu et de charbon de bois ;
 - Reboisement des secteurs stratégiques pour la sécurité de la population, de la protection de l'environnement et du tourisme ;
 - Création de forêts énergétiques ;
 - Conversion au diesel, bio-diesel et au GPL de 1.000 petites entreprises qui utilisent le bois comme combustible;
 - Aide financière aux producteurs de brique de paille (cellulose);
 - Déclenchement d'une étude pour déterminer la faisabilité des importations de bois ou en échange avec le carbonate de calcium;
 - Promotion des énergies renouvelables (vent et solaire) par le renforcement institutionnel (et un meilleur accès des pauvres aux services énergétiques).
- 135 Promotion des bio-carburants. Ceci peut être réalisé par des incitations pour favoriser la culture de plantes à vocation énergétique et en encourageant l'investissement dans les équipements de production et d'utilisation de bio-carburants. Les bio-carburants principaux sont le bio-diesel, l'éthanol et le méthyl alcool produits à partir de la bagasse et des différentes plantes à croissance rapide.

6 La réforme du secteur de l'énergie

- 136 Aujourd'hui, la réforme du secteur de l'énergie devrait être guidé par l'idée de trouver la forme la plus appropriée d'association entre les besoins publics et les intérêts privés. Les besoins publics d'Haïti dans le secteur de l'énergie sont principalement dirigés par le phénomène terrible de déboisement du pays et du faible niveau de l'approvisionnement en électricité. C'est une question d'intérêt public de substituer la cuisson au bois de feu et au charbon de bois par des méthodes utilisant les combustibles fossiles, et d'augmenter l'efficacité des méthodes de cuisson, et aussi d'agrandir le réseau de distribution de l'électricité pour brancher plus de ménages au réseau, d'avoir un approvisionnement sûr et fiable en

électricité et augmenter la capacité de production d'électricité. L'intérêt du secteur privé est de faire des profits. Les forces du marché ne peuvent pas capables, à elles seules, de résoudre tous ces problèmes de façon satisfaisante. Il y a besoin d'intervention de l'état à travers la réforme du secteur de l'énergie, le cadre institutionnel et juridique, la mise en place de nouvelles institutions comme une entité de normalisation et d'autres mesures nouvelles et immédiates. Dans la conception de telles règles pour le secteur énergétique, il doit y avoir assez d'espace pour le capital privé, et à travers les lois et la législation secondaire, des moyens sûrs et clairs de faire des profits dans des activités énergétiques.

- 137 Il existe un besoin de préparer le concept de la réforme de secteur de l'énergie en compatibilité avec ce plan national d'énergie. Ce concept, adopté par le gouvernement, doit obtenir le consensus de toutes les parties à travers le pays. Les idées fondamentales relatives à tous les problèmes principaux du secteur de l'énergie, doivent être accentuées dans ce concept y compris les manières de parvenir à la privatisation, les façons de procéder au développement des marchés de l'énergie, les types de réglementation, les manières de développer les sources d'énergie renouvelable et d'adopter des méthodes d'efficacité énergétique, les besoins de nouvelles institutions et mesures etc... Après l'adoption d'un tel concept intégral, il faudra préparer le code énergétique et la législation secondaire.
- 138 De manière fondamentale, Haïti doit développer la transmission et la distribution de l'électricité. La génération de l'électricité, particulièrement à partir de nouvelles unités pourrait être privée à travers le concept de producteurs indépendants de puissance (PIP) est maintenant une réalité au Haïti. La présence ds PIP, plus le libre accès aux réseaux électriques définit le concept "du marché à acheteur unique".
- 139 Afin de parvenir dans le meilleur délai à une gestion compétente, ce qui est un besoin réel, l'option de lancer un appel d'offre pour l'opération des réseaux électriques n'est pas à écarter. De cette façon, l'état reste propriétaire des infrastructures, et le gouvernement peut ainsi définir la stratégie énergétique, qui sera appliqué par une entreprise privée anonyme qui aura la charge d'opérer les réseaux électriques et de transférer la connaissance et la technologie. De cette façon le capital privé n'est pas un propriétaire, et n'est pas non plus intéressé à maximiser les profits par l'agrandissement progressif des réseaux. Si de tels opérateurs doivent construire et opérer des réseaux, il est nécessaire d'introduire de nouvelles institutions, d'adopter la réglementation des activités énergétiques, de définir des tarifs et des taux d'intérêt sur le capital investi, et de protéger les consommateurs.
- 140 Le marché de produits pétroliers est une activité typiquement privée, mais afin d'empêcher le déboisement en remplaçant la consommation du bois de feu et du charbon de bois par le GPL et le kérosène, il est nécessaire d'avoir une définition précise des relations entre les investisseurs privés et le gouvernement (subventions, incitations), qui peuvent être définis dans le code pétrolier et la législation secondaire. Pour l'application de ces lois une autorité nationale et des agences travaillant sur le terrain doivent être établies.

7 Plan de développement du secteur de l'énergie

Plan de Développement Energétique d'Haiti jusqu'en 2017				
Action		Institution responsable	Échéance	Ressources financières nécessaires (million US\$)
Actions à court terme (jusqu'à fin 2008)				
Bois de feu et charbon de bois				
1	<p>Metre en oeuvre les objectifs du CCI concernant la substitution du bois de feu et du charbon de bois par des sources alternatives d'énergie:</p> <p>21,000 résidences converties au GPL ; 9,000 résidences converties kérosène; 1000 PME convertis au GPL /diésel; 10 villages équipés de panneaux solaires 2,000 hectares reboisés, et support financiers aux producteurs de brique de pailler</p>	SEEMT/BME/MDE	Septembre 2008 (selon la CCI)	7.7
2	<p>Metre en oeuvre les programmes de substitution et de charbon de bois suivants :</p> <p>669,000 résidences converties au GPL 287,000 résidences converties au kérosène 166,000 nouveaux réchauds dans les résidences 143,000,000 tonnes de charbon minéral importé</p>	SEEMT/BME/MDE	2007-2017 (selon ce Plan)	12,0 (GPL) 2,8 (kérosène) 0,997 (réchauds) 4,7 (charbon minéral importé)
3	Entamer une étude de faisabilité sur les possibilités d'échanges bois-carbonate de calcium entre Haiti et La Guyane ou d'autres pays	SEEMT/BME/MDE	Février 2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
4	<p>Metre en oeuvre un programme de forêts énergétiques dans les régions suivantes :</p> <p>- Plantation Dauphin (6,000 hectares), Plantation Madras, Savane désolée, "Région La-Pierre", près des Gonaïves, le cap de St. Marc, région sèche près de Port-au-Prince et Plaine du Cul-de-Sac, coté sud du Lac Azuei, régions sèches des Côtes de Fer, Miragôane partie ouest de l'Ile de la Gonave.</p>	MDE/MARNDR	Mai 2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
Petroleum products				
5	Render effectif et tirer avantage des accords pétroliers de Caracas et de PETROCARIBE	MTPTC/SEEMT/BME/MEF	Mars 2006	COÛT NON ENCORE DÉFINI -
6	Entamer une etude de faisabilité sur les possibilités de production de combustibles alternatifs locaux de: biodiésel, éthanol, methyl alcohol etc	MTPTC/SEEMT/BME/MDE	2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
7	Amorcer une etude sur les possibilités de mettre en oeuvre un programme de recyclage des huiles de moteurs usagées	MTPTC/SEEMT/EDH/BME	2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
8	Encourager une plus proche integration du secteur haïtien des produits pétroliers avec celui de la République	MTPTC/SEEMT/MEF/MCIT/BME	2007-2008	COÛT NON ENCORE DÉFINI

Dominicaine		Electricity		
9	Audit financier par des firmes internationales lancé par EDH	SEEMT/MTPTC	Février 2006 (selon la CCI)	
10	Préparation d'un contrat de gestion pour EDH	SEEMT/MTPTC	Mars 2007 (selon la CCI)	
11	Amélioration du centre de Formantion de l'EDH	EDH	Mars 2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
12	Mettre en oeuvre les objectifs de la CCI relatifs à l'augmentation du taux des factures à Port-au-Prince: <ul style="list-style-type: none"> - Mars 2007: 55% - Septembre 2007: 57% - Mars 2008: 60% - Septembre 2008: 62% 	EDH	Mars 2007 - Septembre 2008 (selon la CCI)	
13	Metre en oeuvre les objectifs du CCI concernant l'augmentation du nombre d'heures d'électricité oar jour à Port-au-Prince: <ul style="list-style-type: none"> - Septembre 2007: 12 heures/jour - Septembre 2008: 18 heures/jour - September 2009: 24 heures/jour et dans le reste des réseaux de province: <ul style="list-style-type: none"> - Septembre 2007: 6 heures/jour - Septembre 2008: 18 heures/jour - Septembre 2009: 24 heures/jour 	EDH	Septembre 2007 – Septembre 2008 (selon la CCI)	
14	Installer au moins 100,000 compteurs dans les résidences, cette mesure peut rapporter annuellement environ 6 millions de US\$ à l'EDH	EDH	Mars 2007	1.0
15	Diffusion de 200,000 lampes efficaces en énergie dans les residences et bénéficier annuellement de US\$ 1 million environ sur l'achat de combustibles	EDH	Juin 2007	0.28
16	Débuter les études et procédures nécessaires pour l'installation à la fin de l'année 2009 de cinq unités à cycle combinés prévues dans le programme d'expansion du système de génération d'électricité	EDH	Juin 2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
17	Mise en oeuvre du programme de reference du système d'expansion de génération d'électricité pour 2007-2008: 2007: 2 unités diésel, 2.5 MW 2008: 2 unités diésel, 2.5 MW	EDH	2007-2008	75.9*
18	Réhabilitation de moteurs dans les usines de Varreux et de Carrefour et réhabilitation des parties auxiliaires pour l'utilisation du fioul lourd	EDH	2006	5.0
19	Modernisation du transformateur de 10 MVA à la station de la Croix des Bouquet	EDH	2007	0.33
20	Modernisation du transformateur de 10 MVA à la station de Canape Vert	EDH	2007	0.33
21	Addition of 2x20 MVA, 69/12.47 kV à la sous-station de Varreux	EDH	2007	1.29
22	Renouvellement des jeux d'outils pour la réparation du réseau	EDH	2007	0.5
	Conversion du niveau de voltage de 4.16 kV à 12.47 kV à la sous-station de	EDH	2007-2009	2.5

23	Carrefour Feuille			
24	Ajout de 4 fermes éoliennes de 10 MW	EDH	2008	40.0
25	Réhabiliter les petites unités hydro	EDH	2007	2.13
26	Etablir des stocks de pièces de rechange pour les usines électriques	EDH	2007	1.5
27	Etude relative à l'interconnexion Péligre – Hinche	EDH	2007	2.01
28	Fourniture de nouveaux équipements pour le réseau de distribution de la région métropolitaine de Port-au-Prince	EDH	2007	6.0
29	Expansion de 600 km de lignes de distribution dans la région métropolitaine de Port-au-Prince	EDH	2007	1.9
30	Expansion de 720 km de lignes de distribution dans les zones urbaines en dehors de Port-au-Prince	EDH	2007	2.34
31	Rehabilitation de 720 km de lignes électriques autour de Port-au-Prince	EDH	2007	0.73
32	Rehabilitation de 1,200 km de lignes dans les régions urbaines et en dehors de Port-au-Prince	EDH	2007	0.95
33	Entamer une étude sur une intégration plus en profondeur du système électrique d'Haïti avec celui de la République Dominicaine	EDH	2007	.04
34	Entreprendre des études périodiques globales du développement du système électrique (horizon de temps 10 ans) avec la participation du public	EDH	2007 et chaque deux-trois années	0.3
35	Entamer une étude sur les améliorations possibles du système de tarification de l'électricité	EDH	2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
36	Nouvelle ligne Péligre / Hinche + sous-station	EDH	2007-2009	8.71
37	Surélévation du niveau du barrage de Péligre de 5 à 6 m	EDH	2006-2009	8.19
Energie solaire et éolienne				
38	Contacteur le projet pilote SWERA du PNUE, afin de recevoir toutes les informations disponibles sur les données solaires et éoliennes du pays	SEEMT/BME/MDE	2006	COÛT NON ENCORE DÉFINI
Energy sector reform				
39	Préparer et soumettre au Parlement pour vote le document Idées de la Réforme du Secteur de l'Énergie	MTPTC/SEEMT/BME EDH	2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
40	Préparer le Code du secteur Énergie et les lois réglementant son application	MTPTC/SEEMT/BME EDH	2007	COÛT NON ENCORE DÉFINI
TOTAL				
Actions à moyen terme (2009-2012)				
Electricité				
1	Mise en œuvre du système d'expansion du programme de référence de génération, d'expansion et d'opération d'électricité pour la période 2009-2011: 2009: 2 unités diesel, 2.5 MW 2010: 2 unités diesel, 2.5 MW et 5 unités à cycle combiné, 30 MW 2011: 3 unités diesel, 2.5 MW 2012: 3 2 unités diesel, 2.5 MW et 1 unité à cycle combiné, 30 MW	EDH	2009-2012	194.8*

2	Nouveau Péligre / Cap-Haitien, 107 km, 115 kV, ligne à cycle unique	EDH	2009-2013	13.2
3	Nouvelle ligne Fort Liberté – Ouanaminthe, 24 km, 23 Kv	EDH	2009-2009	1.8
Réforme du secteur de l'énergie				
	Soumission au Parlement du Code de l'énergie (s)	MTPTC/SEEMT/BME/EDH	2008	COÛT NON ENCORE DÉFINI
	TOTAL			
Actions à long terme (2013-2017)				
Electricité				
1	Mise en oeuvre du système d'expansion du programme de référence de génération, d'expansion et d'opération d'électricité pour la période 2013-2017: 2013: 3 unités diesel, 2.5 MW et 1 unité à cycle combiné, 30 MW 2014: 4 unités diesel, 2.5 MW et 1 unité à cycle combiné, 30 MW 2015: 5 unités diesel, 2.5 MW et usine hydroélectrique Artibonite 4C, 30 MW 2016: 3 unités diesel, 2.5 MW et 2 unités à cycle combiné, 30 MW 2017: 3 unités diesel, 2.5 MW et 1 à cycle combiné, 30 MW	EDH	2013-2017	199.8*
	TOTAL			

Note : * Les coûts de construction de nouvelle capacité dans le secteur de production d'électricité ne sont pas spécifiés pour l'année de mise en service de l'unité mais pour les années de construction, selon la "courbe S" des dépenses d'investissement (dans une période d'une année on peut spécifier un coût comprenant des dépenses concernant plusieurs unités qui seront mises en service dans les années futures).

8 Liste des abréviations et des acronymes

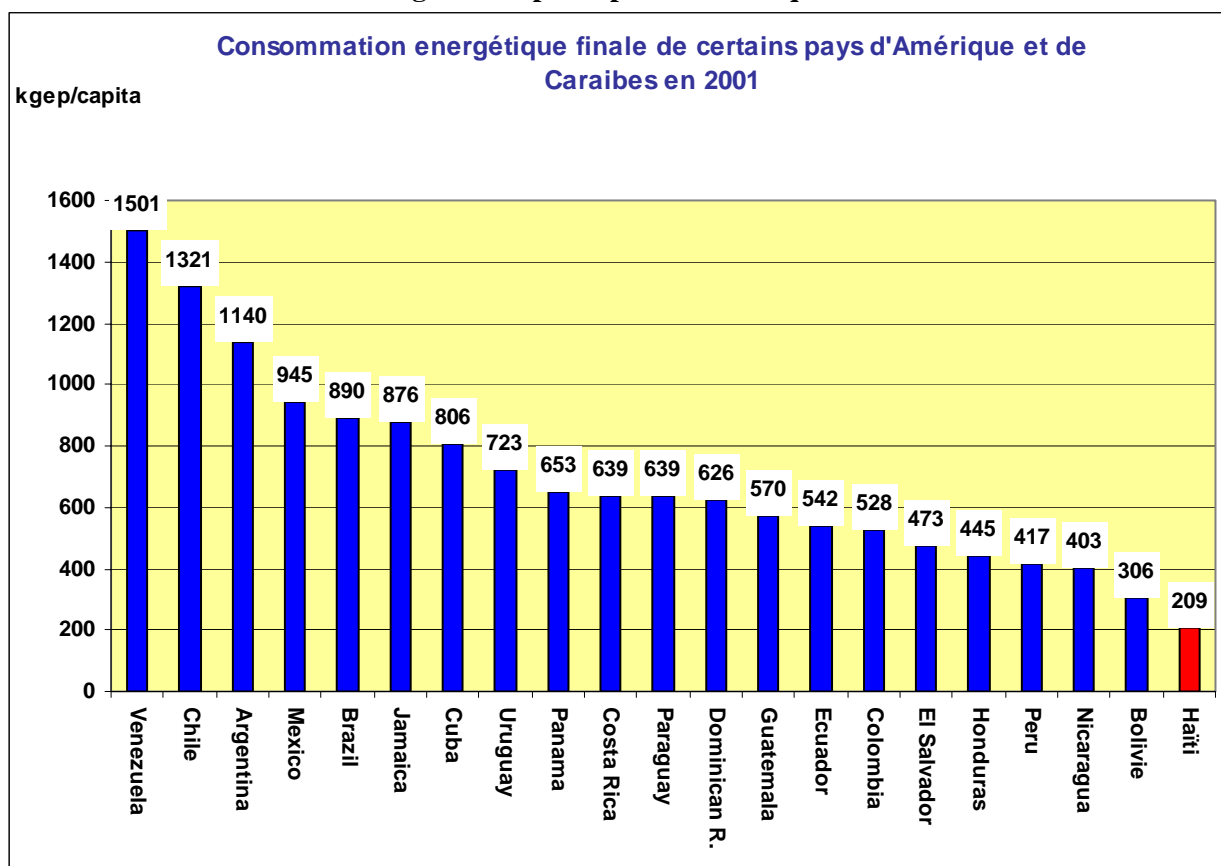
Bbl	Baril de pétrole
BME	Bureau des Mines et de l'Énergie (Bureau of Mines and Energy)
Bpd	Baril par jour
CCI (ICF)	Cadre de Coopération Intérimaire (Interim Cooperation Framework)
PED	Pays en Développement
EDH	Electricité de Haïti
ESMAP	Energy Strategic Management Assessment Program
PIB	Produit Intérieur Brut
AIEA	Agence Internationale de l'Énergie Atomique
AIE	Agence Internationale de l'Énergie
ICFC	Institute de Coopération Franco-Caraïbéen
IHSI	L'Institut Haïtien de Statistiques et d'Informatique
PIP	Producteur Indépendant de Puissance
Kgep	Kilogramme équivalent en pétrole
GPL	Gas de Pétrole Liquéfié
MAED	Model for Analysis of Energy Demand
ZMPP (MAPAP)	Zone Métropolitaine de Port-au-Prince
MARNDR	Ministère de l'Agriculture des Ressources Naturelles et du Développement Rural
MDE	Ministère de l'Environnement
DMS	Déchets municipaux solides
MTPTC	Ministère des Travaux Publics Transports et Communications (Ministry for Public Works, Transportation and Communications)
AND	Agence Nationale des Déchets
OLADE	Organisation Latino-Américaine de l'Énergie
PREPSEL	Projet pour la Réduction des Pertes sur le Système Electrique
PME	Petites et Moyennes Entreprises
SWERA	Solar and Wind Energy Resource Assessment (Evaluation du Potentiel Solaire et Eolien)
CES (SWH)	Chauffe-eau Solaire (Solar water heater)
Tep	Tonnes equivalent en pétrole
PNUE	Programme des Nations Unies pour l'Environnement
WASP	Wien Automatic System Planning package

9 Références bibliographiques

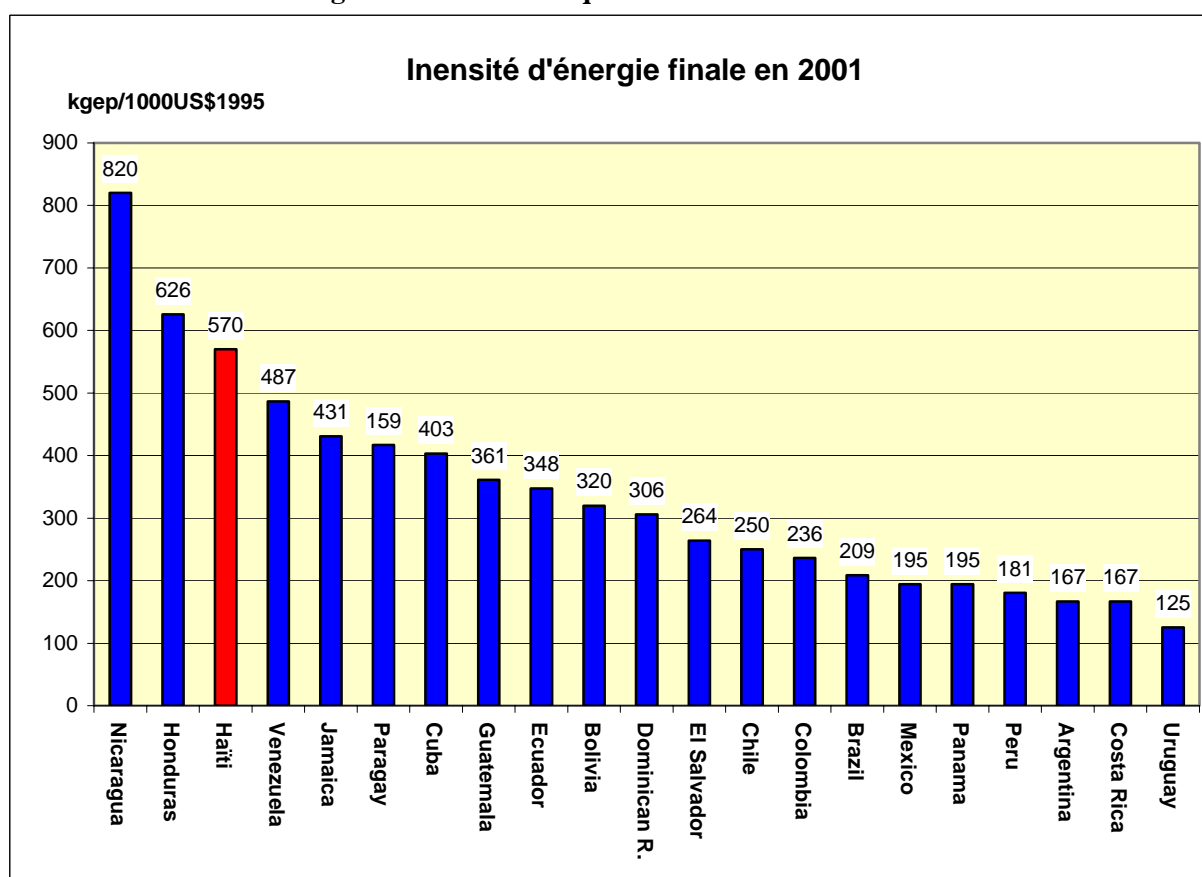
- [1] Latin American Energy Organization, European Commission, Energy-Economic Information System, Energy Statistics, Version No. 14, Quito, July 2002
- [2] Pete Young and Bétonus Pierre, Haiti Energy Situation, April 1996
- [3] Energy Strategic Management Assessment Program (ESMAP), Stratégie pour l'énergie domestique en Haïti, 1991
- [4] Republic of Haiti, United Nations, World Bank, European Commission, Inter-American Development Bank, Interim Cooperation Framework 2004-2006, Summary Report, July 2004
- [5] Klaus Johanssen, The German Stockholding System and Experience, IEA/China Seminar on Oil Stocks and Emergency Response, Beijing, China, 9-10 December 2002
- [6] National Grid Company, National Grid Seven Year Statement, March 2004, www.nationalgrid.com/uk
- [7] United Nations Environment Programme (UNEP), Division for Technology, Industry and Economics (DTIE), Energy and Ozone Action Unit, Solar and Wind Energy Resource Assessment (SWERA) pilot project, www.uneptie.org/energy

10 Les Annexes

Annexe 1: Consommation d'énergie finale per capita en Amérique Latine et dans la Caraïbe en 2001



Annexe 2: Intensité d'énergie finale en Amérique Latine et dans la Caraïbe en 2001



Annexe 3: Production de charbon de bois : facteur de conversion

Pouvoir calorifique moyen du bois de feu : 10-20MJ/kg, dependant de la teneur en humidité ; en supposant 15MJ/kg pour une teneur en humidité moyenne ; Pouvoir calorifique moyen du charbon de bois : 30MJ/kg; Pouvoir calorifique de 5 kg de bois = 5 x 15MJ = 75MJ; Pouvoir calorifique de 1 kg de charbon de bois = 30MJ; Donc, l'efficacité de conversion est de $30/75 = 40\%$ pour une teneur en humidité moyenne, $30/50 = 60\%$ pour une teneur en humidité élevée $30/100 = 30\%$ pour une teneur en humidité faible ; Dépendant du type de bois utilisé pour la préparation du charbon de bois.

Annexe 4: Capacités de stockage des produits pétroliers

CAPACITÉS DE STOCKAGE (EN BARILS)									
Compagnies Publiques & Privées	GPL	GAZOLINE	DIESEL	KEROSENE	AVGAS	FIOUL Lourd	ASPHALTE	AUTRE	TOTAL
ESSO		18,000	43,000	7,000		11,000		4,400	83,400
NATIONAL	3,340	27,500	47,500	10,000		45,000	6,780	3,300	143,420
TEXACO		23,500	50,000	46,000	112,000				231,500
TROPIGAS	3,000								3,000
HAITI GAS	714								714
TOTAL/ELF	14,265	300,000	650,000	76,200					1,040,465
ECOGAS	1,952								1,952
ENTREPRISES D'ETAT						84,000			84,000
GOVERNEMENT			61,905			38,095			100,000
TOTAL	23,271	369,000	852,405	139,200	112,000	178,095	6,780	7,700	1,688,451

En supposant que la consommation finale représente seulement 75% de la consommation totale des produits pétroliers, parce que 25% représente la consommation en combustibles des usines électriques (voir paragraphe 15 dans le rapport principal)

Consommation annuelle totale	bbi	3395796.5	3847210.5	5549002	7643091	10294334	14071770	10308810
Consommation mensuelle	bbi	282983.05	320600.88	462417	636924.25	857861.2	1172648	859067.5
Capacité de stockage actuelle	bbi	1,688,451						
Capacité de stockage (en mois de consommation)	Mois	6.0	5.3	3.7	2.7	2.0	1.4	2.0

Annexe 5: Facteur de capacité de génération électrique dans la Caraïbe, 2002

Facteur de capacité de la production d'électricité dans les Caraïbes, 2002			
	Capacité installée (MW)	Génération nette (GWh)	Facteur de Capacité (%)
Saint Kitts and Nevis	20	110	63
Aruba (HOLLANDE)	150	810	62
La Barbade	170	800	54
Antilles Néerlandaises (HOLLANDE)	210	1000	54
Jamaïque	1400	6290	51
Puerto Rico	4900	22090	51
Saint Vincent/Grenadines	20	90	51
Les Bahamas,	400	1720	49
Trinité & Tobago	1420	5740	46
Les Iles Vierges Britanniques (R.U.)	10	40	46
Sainte Lucie	70	270	44
Grenade	40	150	43
Antigua and Barbuda	30	110	42
La Dominique	20	70	40
Les Iles Cayman (R.U.)	120	410	39
Cuba	4410	14410	37
République Dominicaine	2950	9580	37
Les Iles Vierges Américaines U.S.)	320	1040	37
Guadeloupe (FR)	420	1160	32
Haiti	240	620	30
Martinique (FR)	120	1180	-
Montserrat (R.U.)	1	2	-
Total	17440	67690	44.3

Source: US-DOE, Energy Information Administration, Caribbean Fact Sheet, July 2004

Annexe 6: Nombre d'heure de fourniture d'électricité par région en 2004

Région or ville	Heures de fourniture d'Electricité (heures/jour)
Région Métropolitaine	De 12 to 16
Région Nord	20 to 24
Région Artibonite	20 to 24
Région sud	20 to 24
Centre-Ouest	4 to 6
Ville de Jacmel	24

Annexe 7: Statistiques du département de commercialisation de EDH de 1998-1999 to 2002-2003

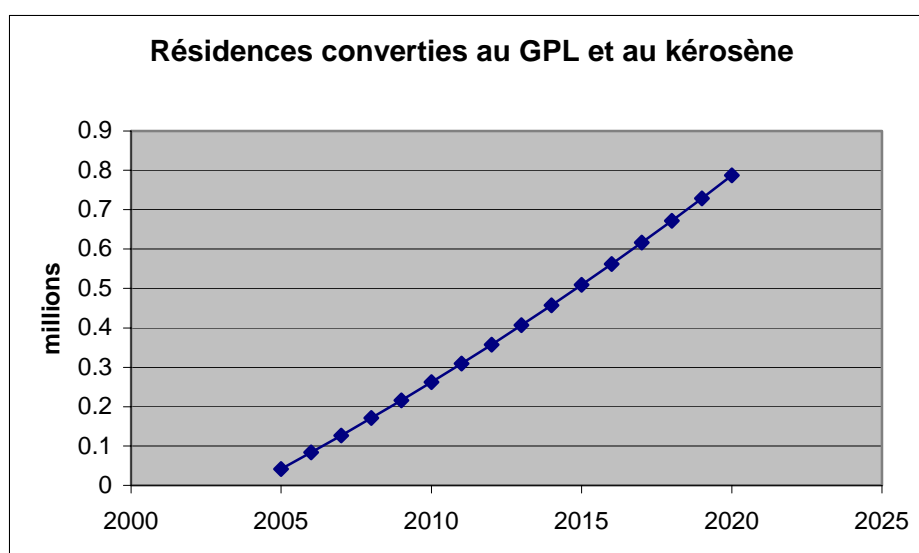
Item	1998-1999	1999-2000	2000-2001	2001-2002	2002-2003
Production totale (GWh)	639.58	631.87	441.10	548.23	513.29
Energie totale commercialisée (GWh)	304.92	305.95	238.12	255.85	238.22
Pertes totales (GWh)	334.65	325.92	202.98	292.38	275.07
Taux des pertes totales	52.32%	51.58%	46.02%	53.33%	53.59%
Taux de facturation	47.68%	48.42%	53.98%	46.67%	46.41%
Taux de collecte d'argent	94.72%	98.41%	81.50%	91.04%	105.66%
Tarif moyen gourde/KWh	1.7607	1.7607	4.0934	4.0934	5.1883

Annexe 8: Pertes d'électricité par pays (%)

Moyenne OCDE	Ethiopie	Indonésie & Egypte	Philippines	Soudan	Algerie	Cameroun & Zimbabwe	Kenya	Inde & Togo	Nigeria	Haiti
6.5	10	11.5	14	15	16	21	22	27	32	46-54

Source: IEA, World Energy Outlook 2002, Chapter 13 - Energy and Poverty.

Annexe 9: Substitution d'énergie et programme de conservation



SUBSTITUTION D'ENERGIE PAR PRODUIT

	2007	2012	2017	2022
Quantité GPL	0,029	0,184	0,357	0,551
Existant	0,155	0,155	0,155	0,155
Total GPL	0,184	0,339	0,512	0,706
GPL utile GWh	247,273	450,854	669,506	910,683
GPL final Tep	5,474	9,692	13,706	17,797
GPL final 1000 t				
Quantité Kérosène	0,012	0,079	0,153	0,236
Existant	0,067	0,067	0,067	0,067
Total kérosène	0,079	0,145	0,219	0,303
kero utile GWh	105,974	193,223	286,931	390,293
kero final Tep	2,346	4,154	5,874	7,627
kero final 1000 t				

INVESTISSEMENT RELATIF AU GPL et au KEROSENE JUSQU'EN 2017 avec une subvention de 50% des équipements		
	GPL	KEROSENE
Equipement (US\$)	30	15
Coûts de gestion (US\$)	3	3
Investissement par unité (US\$)	33	18
Investissement pendant 10 ans (10 ⁶ US\$)	18,173	4,248
Coût par année (10 ⁶ US\$)	1,211	0,283

PROGRAMME DE CONSERVATION D'ENERGIE

	2000	2007	2012	2017	2022	2027	2032
Eff. Noncomm.	15,0	15,0	15,5	16,9	19,4	21,9	25,0
Eff. Bois de feu	0,100	0,100	0,106	0,115	0,126	0,138	0,150
Share	0,600	0,591	0,556	0,520	0,480	0,440	0,400
Eff. Charbon de bois	0,220	0,220	0,236	0,259	0,280	0,309	0,340
Share	0,400	0,409	0,444	0,480	0,520	0,560	0,600
Eff. Noncomm.	0,148	0,149	0,164	0,184	0,206	0,234	0,264
Quantité de résidences avec charbon de bois	0,509	0,578	0,582	0,587	0,581	0,569	0,547
Old	0,509	0,578	0,511	0,421	0,297	0,151	0,000
Share	1,000	1,000	0,878	0,717	0,511	0,266	0,000
eff. Old	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220	0,220
New	0,000	0,000	0,071	0,166	0,284	0,418	0,547
Share	0,000	0,000	0,122	0,283	0,489	0,734	1,000
eff. New	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340	0,340
Eff. Charbon de bois	0,220	0,220	0,235	0,254	0,279	0,308	0,340
Quantité de nouveaux réchaud à charbon de bois .	0,000	0,000	0,071	0,166	0,284	0,418	0,547

COÛT DES INVESTISSEMENTS JUSQU'EN 2017		
Coût des Equipements avec 50% de subvention	3 US\$	1,640 millions US\$
Coût de gestion par réchaud	3 US\$	1,640 millions US\$
Total	6 US\$	3,280 millions US\$
Investissements annuels		0,131 millions US\$

Annexe 10: Production domestique potentiel de combustibles de transports alternatifs (biodiésel, éthanol, méthyl alcohol)

Biodiesel : (ester méthylique d'acide gras) : produits localement, les combustibles renouvelables qui peuvent être fabriqués à partir des huiles végétales (qui peuvent dériver des graines de soja, des graines de colza, de lin oléagineux ou de tournesol), animales, ou de l'huile végétale de cuisine recyclée et les graisses collectées à partir des restaurants, des hôtels, des écoles etc... Un mélange de 20% de biodiesel avec 80% de diesel (B20) peut généralement être utilisé dans des moteurs diesel non modifiés. Le biodiesel peut également être utilisé sous sa forme pure (B100), mais peut exiger dans ce cas certaines modifications du moteur en vue d'éviter des problèmes d'entretien et de performance. Un mélange de 5% est vendu en France. Le biodiesel est sûr, biodégradable, et contribue à diminuer dans l'air le volume des polluants dangereux tels : les particules de matières, le monoxyde de carbone, les hydrocarbures, et les gaz toxiques. Les émissions d'oxyde d'azote augmentent avec la concentration du biodiesel dans le carburant. La glycérine (utilisée dans les secteurs de pharmacologie et dans les produits de beauté, entre autres), la lécithine et la vitamine E sont fabriqués également comme des produits dérivés. La production de Biodiesel représente également un moyen de recycler positivement les déchets d'huile de cuisine, qui constituent un problème écologique sérieux. Incitations possibles : y appliquer un impôt plus faible que pour le diesel standard.

Éthanol : (alcool éthylique) : c'est un carburant alternatif à base d'alcool produit à partir de tous les produits agricoles qui contiennent des quantités appréciables de sucre (betteraves à sucre, canne à sucre) ou des produits qui peuvent être convertis en sucre, comme l'amidon (maïs, orge et blé) ou cellulose (arbres et résidus agricoles). L'éthanol produit à partir "de la biomasse cellulosique" comme les arbres, les herbes ou tous autres résidus agricoles s'appelle bioéthanol. L'éthanol est plus généralement utilisé pour augmenter l'octane et pour améliorer la qualité d'émissions de l'essence. L'éthanol peut être mélangé avec l'essence pour créer E85 (un mélange de 85% d'éthanol et de 15% d'essence) ou encore avec des concentrations plus élevées en éthanol, E95. Les techniques sont en cours de développement pour préparer l'éthanol à partir des déchets de papier, de la sciure et d'autres matériaux peu coûteux. Aujourd'hui, tous les moteurs à essence peuvent fonctionner avec 10% d'éthanol mélangé à l'essence sans aucun besoin d'ajustements. La Jamaïque examine actuellement les possibilités de produire l'éthanol à partir de la canne à sucre pour réduire le niveau des importations de pétrole et le coût élevé associé à ce poste.

Méthanol (alcool méthylique) : c'est un alcool carburant fabriqué habituellement à partir du gaz naturel. Il pourrait également être fabriqué à partir du gaz produits sur les sites d'enfouissement de déchets, de la bagasse ou des copeaux de bois. Le méthanol est un combustible liquide qui peut être employé dans un moteur à combustion interne ou dans des piles à combustibles.

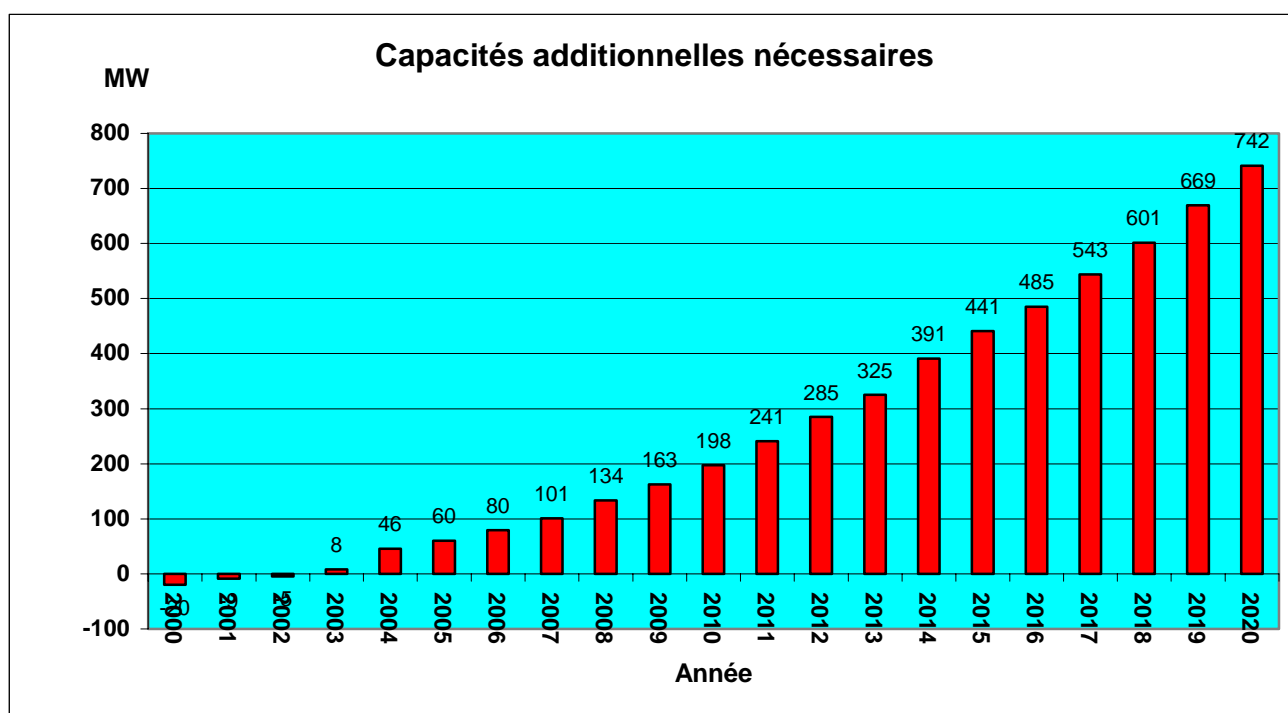
Appendix 11: Le programme d'extension à moindre coût du système de génération électrique

L'étude de MAED avait prévu que la charge de pointe d'électricité pour le réseau de Port-au-Prince atteindrait environ 150 MW entre 2000 et 2010 et environ 165 MW entre 2010 et 2015 en raison du développement économique et social prévu pour le pays.

On s'attend à ce que la région de l'Artibonite soit reliée au réseau principal de transmission en 2011-2012, quand la charge maximale sera de 30 MW. La région du Nord sera interconnectée en 2013-2015 avec une charge maximale de 37 MW. En raison de sa faible consommation et son relatif éloignement par rapport au réseau de transmission existant, la région du Sud ne sera pas reliée au réseau principal de transmission avant 2022. En 2015, cette région atteindra la charge maximale de 26 MW. Toutes les charges et les besoins en énergie électriques de ces trois régions, dans les horizons de temps indiqués, seront couverts par de petites unités de diesel, par des fermes éoliennes et par de petites unités hydrauliques. Jusqu'en 2015 les nouvelles capacités suivantes seront exigées : 25 MW dans la région de l'Artibonite (jusqu'en 2012), 25 MW dans la région du Sud et 30 MW dans la région du Nord.

Au cours de la même période, certaines capacités existantes de production d'électricité seront retiré du réseau, car elles atteindront leur limite de vie standard : environ 50 MW pendant la période 2000-2010 et 45 MW entre 2010 et 2015. Par conséquent, de nouvelles capacités de production d'électricité seront nécessaires pour satisfaire la demande avec un niveau acceptable de fiabilité dans l'approvisionnement. En considérant quelques 20% de capacité de réserves, alors environ 200 MW de nouvelle capacité doivent être installés entre 2000-2012 et 240 MW entre 2010-2017. Le programme d'expansion à moindre coût du système haïtien de production d'électricité sera déterminé en utilisant le modèle WASP de l'AIEA.

Le modèle WASP est conçu pour trouver la politique d'extension économiquement optimale pour un système d'entreprise publique d'électricité à l'intérieur des contraintes indiquées par l'utilisateur. Il utilise les estimations probabiliste des coûts de production du système, les coûts d'énergie non fournie, et la fiabilité, la technique de programmation linéaire pour déterminer la politique optimale de distribution satisfaisant des contraintes exogènes sur les émissions environnementales, la disponibilité de combustible et la production d'électricité par quelques usines, ainsi que la méthode de programmation dynamique pour optimiser les coûts de la politique d'expansion du système alternatif. Afin d'obtenir des évaluations plus précises des coûts d'expansion pour la période jusqu'à 2017, une plus longue période (jusqu'à 2022) a été considérée pour l'analyse du modèle utilisant le WASP



Etant donné que pendant la période 2000-2004 seulement 10 MW (VAREUX 4) ont été ajoutés, l'effort principal d'investissement devra être fait pendant la période 2007-2017. La construction d'une nouvelle centrale nécessite cependant une période de préparation consistant en études et en temps de construction, variable d'une technologie à l'autre. Par conséquent, dans un futur immédiat (2007-2009) certains achats de l'électricité par EDH des entreprises privées anonymes et des technologies nécessitant un temps de construction rapide (moteurs diesel, fermes éoliennes) devraient être considérés.

Les prévisions du CCI proposent l'addition de 2 unités diesel de 12 MW à la centrale électrique de Carrefour en 2007, une nouvelle centrale électrique de 120 MW (6 x 20 MW) en 2012 et quelques unités hors du Port-au-Prince (cycle combiné, si c'est possible). Aucune unité hydraulique n'est mentionnée dans le plan du CCI, et pourtant Haïti a un bon potentiel hydraulique.

En tenant compte de toutes les considérations sus-mentionnées, les options suivantes d'expansion de système de production d'électricité ont été considérées :

Type de technologie	Combustible	Dimension	Temps de construction	Disponible pour operation en (année):
Moteur Diesel	Fioul lourd importé	2.5 MW	< 1 year	2007
		12 MW	1 year	2008
Fermes éoliennes	-	10 x 1 MW	1 year	2009
Turbines à vapeur (cycle simple)	Fioul lourd importé	20 MW	1.5 years	2010
		30 MW	1.5 years	2010
		60 MW	1.5 years	2010
Turbines à vapeur (cycle combiné)	Fioul lourd importé	30 MW	2.5 years	2011
		60 MW	2.5 years	2011
		120 MW	2.5 years	2011
Usine à vapeur	Lignite local	30 MW	4 years	2013
Usine hydroélectrique (Artibonite 4C)	-	30 MW	4 years	2015

Aucune autre option hydraulique n'a été considérée parce que les données techniques et économiques respectives n'étaient pas disponibles dans le format détaillé selon les exigences du modèle WASP. En plus des options d'extension du système de production d'électricité ci-dessus, l'achat de l'électricité par l'EDH des entreprises privées anonymes ou de la République Dominicaine, si possible, est considéré comme une solution transitoire pour la période 2007-2009.

Les caractéristiques techniques et économiques assumées pour les options d'extension du système de production d'électricité sont les suivantes :

Les options d'extension du système de production d'électricité ("éligibles")												
Paramètres techniques ou économiques	Unité	Moteurs à combustion interne		Éoliennes	Turbines à combustion (cycle simple)			Turbines à combustion (cycle combiné)			Centrale à vapeur au lignite	Centrale Hydroélectrique
		2.5 MW	12 MW		10x1MW	20 MW	30 MW	60 MW	30 MW	60 MW		
		D2.5	DI12	WF10	SC20	SC30	SC60	CC30	CC60	C120	LI30	ART4
Année de disponibilité		2007	2006	2008	2009	2009	2009	2010	2010	2010	2012	2014
Capacité maximale de l'unité de production	MW	2.5	6	10	20	30	60	30	60	120	30	30
Niveau minimum d'opération	MW	1.25	12	5	10	15	30	15	30	60	10	
Numéro désignant le type de (combustible) centrale (0, 1, 2, ..., 9)	-	1	1	4	1	1	1	0	0	0	5	
Efficienc e à pleine capacité d'opération	%	33	33	100	35	35	35	55	55	55	30	
Efficienc e calorifique à pleine capacité d'opération	kcal/kWh	2606	2606	860	2457	2457	2457	1564	1564	1564	2867	
Efficienc e au niveau minimum d'opération	%	30	30	100	30	30	30	40	40	40	23	
Efficienc e calorifique au niveau minimum d'opération	kcal/kWh	2867	2867	860	2867	2867	2867	2150	2150	2150	3739	
Moyenne des incréments d'efficienc e calorifique entre les niveaux minimum et maximum	kcal/kWh	2345	3127	860	2048	2048	2048	977	977	977	2430	
Unité de réserve tournante	(% de la capacité maximale de génération)	5	5	0	15	10	10	10	10	10	0	
Taux d'indisponibilité forcée des unités	%	10	10	70	20	20	20	10	10	10	12	
Entretien programmé	Jours /année	30	30	0	30	35	40	40	45	50	45	
Classe de dimension pour l'entretien	MW	3	10	10	20	30	60	30	60	120	3030	
Coût du carburant domestique	(¢/Gcal)	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
Coût du carburant étranger	(¢/Gcal)	3186	3186	0	3186	3186	3186	3550	3550	3550	0	
Coûts fixes d'opération et d'entretien	(\$/kW-mois)	5.2	5.2	0.7	4.2	4.2	4.2	0.8	0.9	1	2	
Coûts variables d'opération et d'entretien	\$/MWh	2.8	2.8	5	1.8	1.8	1.8	2.4	2.4	2.4	2	

Capacité calorifique du carburant utilisé	kcal/kg	9500	9500	0	9500	9500	9500	10150	10150	10150	2050	
Coût instantané du capital d'investissement	\$/kW	1000	950	1500	700	650	600	900	850	800	2300	2000
Coût du capital amortissable	\$/kW	900	855	1500	665	617.5	570	855	807.5	760	2185	2000
- Coût du capital domestique amortissable	\$/kW	225	213.75	375	166.25	154.38	142.5	213.75	201.875	190	546.25	600
- Coût du capital étranger amortissable	\$/kW	675	641.25	1125	498.75	463.13	427.5	641.25	605.625	570	1638.75	1400
Coût du capital non amortissable	\$/kW	100	95	0	35	32.5	30	45	42.5	40	115	0
- Coût du capital domestique non amortissable	\$/kW	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
- Coût du capital étranger non amortissable	\$/kW	100	95	0	35	32.5	30	45	42.5	40	115	0
Temps de construction	Années	1	1	1	1.5	1.5	1.5	2.5	2.5	2.5	4	5
Taux de discompte	%	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
IPC du coût instantané du capital d'investissement	%	6.03	6.03	6.03	9.21	9.21	9.21	12.5	12.5	12.5	26.91	37.89
Coût de construction total (coût instantané + IPC)	\$/kW	1054.3	1001.6	1590.5	761.2	706.9	652.5	1006.9	950.9	895.0	2888.0	2757.8
IPC du coût de construction total	%	5.69	5.69	5.69	8.43	8.43	8.43	11.11	11.11	11.11	21.21	27.48
Durée de vie de la centrale	Années	20	20	20	30	30	30	30	30	30	30	50

Un programme d'installation pour les petits moteurs diesel standard (2.5 MW) dans les réseaux régionaux isolé a été décidé en dehors des principes d'optimisation du modèle WASP selon l'augmentation de la demande de l'électricité dans ces régions comme suit :

Année	Nombre de moteurs thermiques de 2.5 MW	Région			
		Artibonite	Ouest	Nord	Sud
2007	2	1		1	
2008	2	1			1
Sous-total (2007-2008)	4	2		1	1
2009	2		1	1	
2010	2	1			1
2011	3	1	1	1	
2012	3	1		1	1
Sous-total (2009-2012)	10	3	2	3	2
2013	3			2	1
2014	4	2		1	1
2015	5	2		2	1
2016	3		1	1	1
2017	3		1	1	1
Sous-total (2013-2017)	18	4	2	7	5
Total	32	9	4	11	8

L'unité de dimension 2.5 MW ou quelquefois des multiples de cette dimension conviennent bien à la faible augmentation annuelle de la demande de l'électricité des régions respectives. La localisation par régions (excepté Port-au-Prince) de ces unités, en termes de capacité installée, serait comme suit : région Artibonite – 22.5 MW jusqu'en 2015, région Sud – 20MW, région Nord – 27.5 MW et 10 MW pour la région Ouest jusqu'en 2017.

Toutes les autres options d'expansion sont passé par le modèle d'optimisation WASP et le programme haïtien de développement à moindre de coût de production d'électricité que le système a déterminé s'est basé sur l'hypothèse suivante :

- coût d'énergie non fournie de 1US\$/kWh ;
- taux d'escompte de 14% ;
- détermination de la valeur de récupération des capitaux basée sur la méthode linéaire de dépréciation ;
- possibilité d'achat de l'électricité par l'EDH des entreprises privés anonymes à un coût similaire à celui dans l'accord d'achat existant (fourniture de carburant et payment d'un certain montant pour l'électricité achetée) qui s'élève à un coût total d'environ 100 US\$/MWh.

Le critère d'optimisation est la minimisation du coût total escompté (l'investissement + le carburant + l'O&M + énergie non utilisé - valeur de récupération) de toutes les voies possibles d'expansion du système de production d'électricité.

La valeur choisie pour le taux d'escompte est conforme aux chiffres utilisés actuellement dans les études similaires réalisées en Haïti, avec les taux d'intérêt courants pratiqués par les banques pour des crédits dans l'environnement d'un pays à relativement haut risque tels que considéré pour des investissements privés au Haïti.

Le coût de l'énergie non pourvue est une sorte de pénalité pour l'électricité non-fournie aux clients et reflète la valeur moyenne des dommages qu'ils peuvent subir s'ils ne sont pas alimentés en l'électricité selon les normes standards de fiabilité en usage. Les raisons justifiant la pénalité pour l'électricité non pourvue sont les suivantes :

- Lorsqu'il est utilisé dans les secteurs économiques productifs, l'électricité contribue à la croissance économique, à la création des nouveaux emplois, et par conséquent l'augmentation des revenus additionnels des individus, et, allègement de la pauvreté.
- Lorsqu'il est utilisé dans les services sociaux (culture, éducation, assistance médicale etc...) et dans les ménages, l'utilisation de l'électricité a des effets bénéfiques certains, cependant, ils sont plus difficiles à évaluer en termes monétaires mais indéniable du point de vue sociale. En effet,
 - elle contribue à augmenter le niveau culturel des individus ;
 - elle apporte de meilleures conditions sanitaires et de soins médicaux ;
 - elle augmente la sécurité sociale etc...

L'électricité non fournie constitue, donc, une perte de ces prestations économiques et sociales et doit être pénalisée dans les études de planification d'énergie. Si elle n'est pas pénalisée, l'électricité non fournie représenterait l'option de "développement" la moins chère pour le système de production d'électricité.

En évaluant le coût moyen de l'énergie non utilisée pour les calculs effectués à l'aide du modèle WASP deux chiffres de référence étaient disponibles :

- le coût marginal courant de fourniture de l'électricité d'environ 100US\$/MWh pour l'accord d'achat existant de l'électricité ;
- l'intensité finale de l'électricité (rapport de consommation finale annuelle de l'électricité au PIB total) pour Haïti pour l'année 2000 est, selon l'étude de MAED, de 0.256 MWh/1000 US\$ (762 GWh/2970 million US\$), qui est équivalent à environ 3.900 US\$/MWh.

La valeur choisie de l'énergie non fournie pour les calculs du WASP est de 1 US\$/kWh, ce qui est équivalent à 1000 US\$/MWh et représente une pénalité intermédiaire, dix fois plus élevée que l'option marginale courante d'approvisionnement de l'électricité (100 US\$/MWh) et 39 fois inférieure à l'équivalent (3.900 US\$/MWh) de l'intensité finale moyenne de l'électricité au niveau du pays. Les études de sensibilité seront nécessaires pour mesurer la force du programme d'extension à moindre coût par rapport à la variation des paramètres économiques ci-dessus.

En déterminant le moindre coût du programme d'expansion de production d'électricité pour le système haïtien, une décision difficile doit être prise pendant les prochaines années à venir (2007-2008) quand certaines des options de développement du système considéré: les turbines à vapeur (cycle simple), turbines à vapeur (cycle combiné), centrale à vapeur, centrale hydraulique ne sont pas disponibles pour opération à cause de leur longue période respective de construction et d'autres raisons pratiques. En fait, pour un futur immédiat seules les options de fourniture d'électricité suivantes sont disponibles : installation des petits moteurs diesel (2.5 MW) dans quelques réseaux régionaux isolés et achat additionnel de l'électricité par EDH des entreprises privées anonymes, qui peuvent être appliquées à partir de 2007 et installation de moteurs diesel (12 MW) et/ou de fermes éoliennes (10x1MW), qui pourraient être opérationnelles d'ici 2008.

Après avoir considéré toutes les options de fourniture d'électricité ci-dessus, avec leurs contraintes respectives, le programme de référence à moindre coût d'expansion et d'opération du système de production d'électricité déterminée avec le modèle WASP est le suivant :

Année	Achat d'électricité (GWh)	Moteurs Diesel		Fermes éoliennes 10x 1MW	Turbines à vapeur (cycle simple)			Turbines à vapeur (cycle combiné)			Usine à vapeur (Lignite) 30 MW	Usine hydro 30 MW
		2.5 MW	12 MW		20 MW	30 MW	60 MW	30 MW	60 MW	120 MW		
2007	166	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2008	212	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sous-total	378	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2009	266	2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2010	-	2	-	-	-	-	-	5	-	-	-	-
2011	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2012	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Sous-total	266	10	-	-	-	-	-	6	-	-	-	-
2013	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
2014	-	4	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
2015	-	5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1
2016	-	3	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-
2017	-	3	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-
Sous-total	-	18	-	-	-	-	-	5	-	-	-	1
Total	644	32	-	-	-	-	-	11	-	-	-	1

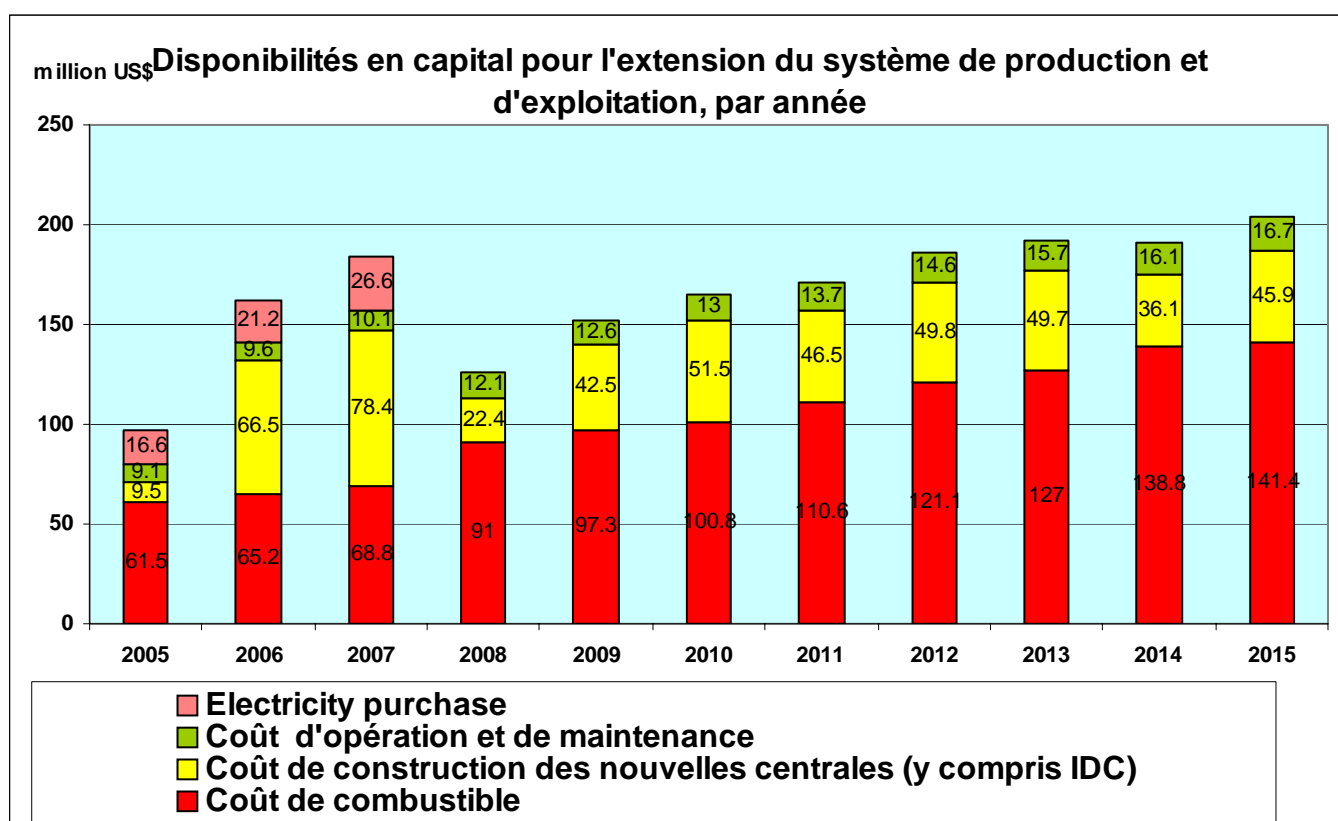
En référence au programme de moindre coût d'expansion et d'opération de système de production d'électricité les commentaires suivants peuvent être faits:

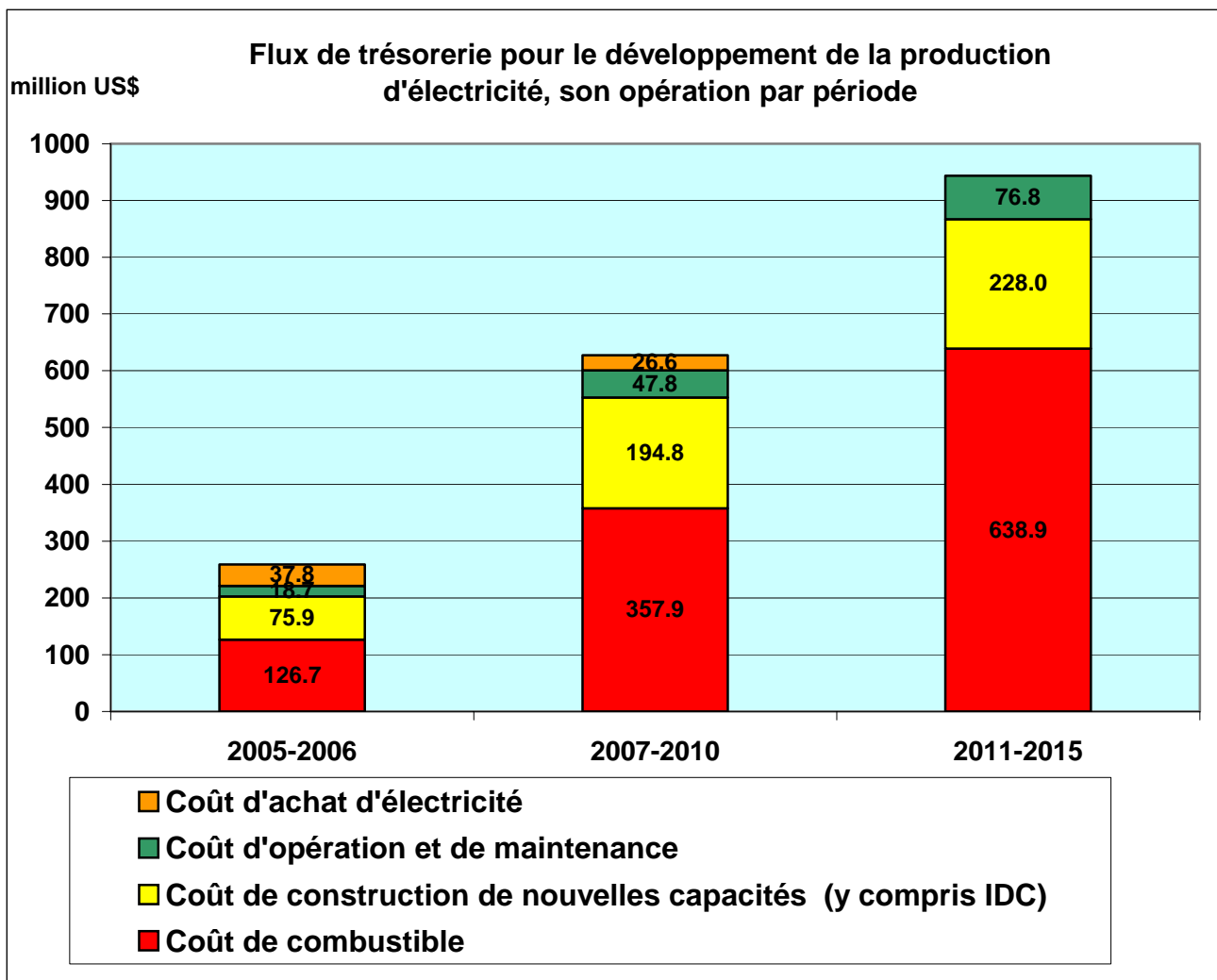
- le programme d'installation pour les petits moteurs diesel (2.5 MW) dans les réseaux régionaux d'isolement a été décidé en dehors des principes d'optimisation du modèle WASP selon l'augmentation de la demande de l'électricité dans ces régions;
- Le modèle d'optimisation de WASP ne confirme pas les dispositions prévues dans le plan du CCI faisant état de l'addition **de 2 unités diesel de 12 MW à la centrale électrique de Carrefour en 2007**, une nouvelle centrale électrique de 120 MW (6 x 20 MW) en 2012 et quelques unités en dehors de Port-u-Prince (cycle combiné, si c'est possible) ;
- les moteurs diesel de 12 MW ne sont pas choisis en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour la période 2007-2009 et avec l'installation d'unités à cycle combiné de 30 MW, prévu pour la période 2010-2017 en raison des coûts instantanés du capital d'investissements plus élevé (950 US\$/kW) et de leur faible efficacité (30-33%) ;
- les fermes éoliennes de 10 x 1 MW ne sont pas choisies en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour la période 2007-2009 et avec l'installation des unités de cycle combinées de 30 MW, dans la période 2010-2017 en raison des coûts instantanés du capital d'investissements plus élevé (1500 US\$/kW) et le faible facteur de capacité de 30% (reflété dans des calculs de WASP par le paramètre des taux d'arrêt de fonctionnement forcé) ;
- les turbines à vapeur (cycle simple), dans toutes les options de taille, ne sont pas choisies en concurrence avec l'achat de l'électricité prévu pour l'année 2009 et avec l'installation des turbines à vapeur (unités à cycle combiné), 30 MW, prévues pour la période 2010-2017 en raison de leur efficacité plus faible (30-35%) ;
- les unités à cycle combiné de 30 MW sont préférées à toutes autres options d'expansion, commençant par leur première année de disponibilité pour opération (2008), en raison de leur rendement plus élevé (40-55%) ; cette technologie peut délivrer un rendement encore plus élevé mais des chiffres minima ont été choisis exprès pour cette étude ;
- la taille de 30 MW pour les unités à cycle combinées est préférée par rapport aux deux autres tailles (60 MW et 120 MW) pour la même technologie, malgré son coût d'investissement spécifique plus élevé, en raison de son meilleur ajustement à la consommation et à la faible augmentation annuelle de la demande de l'électricité ;
- la centrale à vapeur, 30 MW fonctionnant au lignite, n'est pas choisie en concurrence avec les unités à cycle combinées de 30 MW, en raison des coûts instantanés du capital d'investissements plus élevé (2300 US\$/kW) et de son efficacité plus faible (23-30%) ;
 - la centrale hydraulique Artibonite 4C est choisie pour être installé en 2014, **une année après sa disponibilité pour opération en 2012.**

Les disponibilités en capital pour l'expansion et l'opération du système de production d'électricité pour le programme d'expansion de référence au moindre coût sont indiquées dans le tableau suivant :

Disponibilités en capital pour le système de génération, d'expansion et d'opération d'électricité par année et par période					
(million US\$)					
Année	Achat d'électricité	Coût du combustible	Construction nouvelle capacité (y compris IDC¹)	Coût O&M	Total
2007	16.6	61.5	9.5	9.1	96.7
2008	21.2	65.2	66.5	9.6	162.5
Sous-total	37.8	126.7	75.9	18.7	259.1
2009	26.6	68.8	78.4	10.1	183.9
2010	-	91	22.4	12.1	125.5
2011	-	97.3	42.5	12.6	152.4
2012	-	100.8	51.5	13	165.3
Sous-total	26.6	357.9	194.8	47.8	627.1
2013	-	110.6	46.5	13.7	170.8
2014	-	121.1	49.8	14.6	185.5
2015	-	127	49.7	15.7	192.4
2016	-	138.8	36.1	16.1	191.0
2017	-	141.4	45.9	16.7	204.0
Sous-total	0	638.9	228.0	76.8	943.7
Grand total	64.4	1123.5	498.7	143.3	1829.9

Note: 1. IDC – Intérêt pendant la construction





Il est nécessaire de mentionner que les coûts de construction des nouvelles capacités ne sont pas indiqués pendant l'année de mise en service de l'unité mais pendant ses années de construction, selon la "courbe S" des dépenses d'investissement.

Le coût moyen de l'électricité provenant des centrales, calculé comme étant le rapport du "coût total escompté d'opération et d'expansion" et "la demande escompté d'électricité" est de 87.9 US\$/MWh (8.79 US¢/kWh) lorsqu'il est calculé pour la période 2007-2017, et de 84.7 US\$/MWh (8.47 US¢/kWh) lorsqu'il est calculé pour la période 2005-2020. Le calcul du coût moyen est plus faible pour la période 2007-2022 parce qu'entre 2018-2022 beaucoup d'unités existantes de génération avec une faible efficacité seront écartées et remplacées par des unités à cycle combiné ayant un rendement plus élevé.

Le coût total du système de production, d'expansion et d'opération d'électricité représentera entre 3.1% (en 2007) et 5.6% (en 2009) du volume total du PIB d'Haïti. De ce total, les coûts d'expansion seront entre 0.3% (en 2007) et 2.4% (en 2009) du volume total du PIB. Comme on peut le remarquer, l'année 2009 sera l'année au cours de laquelle sera consenti un plus gros effort financier à la fois pour l'opération du système de production d'électricité et pour son expansion (au cours de cette année plusieurs unités à cycle combiné, 30 MW, et deux unités diesel, 2.5 MW, seront dans des étapes de construction différentes).

Le programme d'expansion à moindre coût est valide pour les intervalles de variation suivants des principaux paramètres économiques :

- taux d'escompte : 14-19%;
- coût de l'énergie non fournie: 0.6-1.2 US\$/kWh;
- coût additionnel d'achat d'électricité des entreprises privées anonymes : inférieur ou égal à 126 US\$/MWh.

Pour le taux d'escompte de 13%, la centrale hydraulique Artibonite 4C est avancée de un an, en 2014 au lieu de 2015. Pour le taux d'escompte de 12%, la centrale hydraulique Artibonite 4C est également avancée en 2014 mais, en outre, une ferme éolienne est incluse en tant qu'élément de programme d'expansion de moindre coût en l'année 2008 et la mise en place de quelques unités de cycle combiné, 30 MW, est retardé d'une année, le nombre total en années 2017 et 2022 restant le même. Pour le taux d'escompte de 20%, la centrale hydraulique Artibonite 4C n'est plus choisie en tant qu'élément du programme d'expansion de moindre coût et, d'autre part, quelques unités de cycle combiné, 30 MW, sont avancés d'un an, 12 unités étant réclamé jusqu'en 2017, au lieu de 11 unités dans le programme d'expansion de référence.

Pour le coût de l'énergie non fournie de 0.5 US\$/kWh, seulement 10 unités à cycle combiné, 30 MW, sont choisies jusqu'en 2016, au lieu de 11 unités dans le programme de référence d'expansion de moindre coût et trois fermes éoliennes de 10 MW sont choisies pour être mise en place au cours des années 2008, 2012 et 2014. Pour le coût de l'énergie non fournie de 1.3 US\$/kWh, quelques unités de cycle combiné, 30 MW, sont avancés d'un an mais le nombre total d'unités réclamées jusqu'en 2016 reste le même (11 unités).

Pour le coût d'achat additionnel d'électricité des entreprises privées anonymes égal ou supérieur à 127 US\$/MWh l'installation d'une ferme éolienne en l'année 2008 devient plus attrayante que l'achat de l'électricité.

Les quantités annuelles d'achats additionnels d'électricité par l'EDH des entreprises privés anonymes ou de la République Dominicaine (si possible) sont plutôt élevées : 166 GWh en 2007 (14.4% de la demande annuelle d'électricité prévue), 212 GWh en 2008 (17.0%) et 266 GWh en 2009 (19.8%). S'ils ne sont pas disponibles à un coût inférieur ou égal à 126 US\$/MWh ou sont disponibles seulement en partie, alors les seules options alternatives possibles sont :

- électricité non fournie au cours des années 2007-2009, avant la mise en service des cinq unités à cycle combiné, 30 MW, en 2010, avec les dommages inhérents causés aux consommateurs (notez le raisonnement derrière le coût de l'énergie non fournie) ;
- installation de cinq unités diesel, 12 MW, et de quatre fermes éoliennes, 10 x 1 MW, en l'année 2008 (programme d'expansion alternatif).

Ce programme d'expansion alternatif aura comme conséquence un coût total additionnel de 35.1 millions d'US\$, tel que précisé dans le tableau suivant :

Différence des coûts entre le programme d'expansion de référence (avec l'achat additionnel d'électricité) et le programme d'extension alternatif (sans achat additionnel d'électricité)					
(million US\$)					
Programme d'expansion	Achat d'électricité	Coût de combustible	Coût de construction de nouvelle capacité (y compris IDC)	Coût O&M	Total
Référence	64.4	1123.5	498.7	143.3	1829.9
Alternative	0.0	1135.0	547.5	182.5	1865.0
Alternative –Référence	-64.4	11.5	48.8	39.2	35.1

Les coûts de construction des nouvelles capacités sont plus élevés dans le cas du système haïtien de production d'électricité en raison de sa petite dimension, qui dans ce cas fait appel à des unités de petites tailles avec un coût d'investissement spécifique plus élevée que les unités similaires de plus grande taille. De ce point de vue, une intégration plus profonde des systèmes électriques d'Haïti et de la République Dominicaine serait salutaire aux deux pays, mais particulièrement au système à dimension plus petite, pour plusieurs raisons :

- effet d'échelle : un système interconnecté de plus grande dimension tiendrait compte des des unités de tailles plus grandes avec des investissements spécifiques plus petits;
- la charge maximale d'un système relié ensemble est plus faible que la somme des charges maximales respectives dans des opérations isolées et, en conséquence, des capacités de charge maximales plus faible que nécessaires;
- assistance mutuelle en cas de pannes d'unité et, par conséquent, de capacités de réserves nécessaires moindres;
- coordination de la programmation de l'entretien des unités.