

PREAMBULE

La politique Economique entreprise par le Bénin vise à terme le rétablissement des équilibres macro-économiques et une meilleure efficacité de l'Economie Nationale. L'Energie est un des secteurs clés influençant le développement socio-économique du pays. L'Economie Béninoise est en effet extrêmement sensible aux grands problèmes énergétiques. Le pays est plus particulièrement confronté:

- à une facture énergétique contraignante, les importations énergétiques étant une proportion non négligeable du volume total des dépenses d'importation;
- au solde en énergie conventionnelle fortement déficitaire;
- à l'importance de la consommation du bois de feu (73% de la consommation totale d'énergie);
- à la faible efficacité énergétique et à la pression de la consommation énergétique sur l'environnement.

De manière générale, ces problèmes expriment la mauvaise articulation des différents sous-secteurs du système énergétique entre eux et surtout l'absence, jusqu'à ce jour, de stratégies énergétiques optimales.

Sur base des études sous-sectorielles déjà réalisées, la présente étude définit les stratégies du secteur de l'Energie dans son ensemble en favorisant les liens de cohérence et de synergie entre les différents éléments du système énergétique national.

L'étude de la stratégie énergétique se justifie dans la mesure où elle apporte les éléments de réponse attendus pour:

- satisfaire les besoins en énergie du développement économique et social (secteur de la production, demande des ménages);
- assurer la nécessaire protection de l'environnement;
- faire évoluer les structures techniques et administratives en place vers une approche d'avantage intersectorielle

En réalisant les objectifs spécifiques qui lui sont assignés, l'étude contribue à:

- l'amélioration de la situation de la balance commerciale par la réduction de la facture énergétique et à l'amélioration de la compétitivité des entreprises productrices de biens et services;

- la maîtrise du système énergétique nationale par une meilleure valorisation des ressources naturelles et une réduction des impacts négatifs des activités liées à l'énergie sur l'environnement
- l'utilisation de l'énergie en zones rurales pour la promotion de l'emploi dans les campagnes et le ralentissement de l'exode vers les villes;
- une plus grande cohérence spatiale et technique des investissements dans le secteur de l'énergie aux plans national et, si possible, sous-régional.

Les termes de référence de la présente étude sont repris à l'annexe 0/1 tandis que la liste des documents consultés se trouve à l'annexe 0/2.

CHAPITRE 1 : CONTEXTE GENERAL

1.1. Données géographiques

La République du Bénin couvre un territoire de 112622 km², délimité au Sud par l'océan Atlantique, à l'Ouest par le Togo, au Nord par le Burkina Faso et le Niger et à l'Est par le Nigéria. Le pays présente un relief généralement peu accidenté sauf dans sa partie Nord-Ouest, constituée de la chaîne de l'Atacora dont l'altitude varie entre 400 et 700 mètres.

Le réseau hydrographique se compose de nombreux cours d'eau, prenant naissance pour la plupart dans le massif de l'Atacora, et alimentant trois bassins: celui du Niger vers le Nord-Est, celui de la Volta vers le Nord-Ouest, et le bassin côtier du Bénin vers le Sud. L'essentiel du bassin côtier est constitué de l'Ouémé, plus grand fleuve du pays avec ses 510 km, et de ses affluents, dont les principaux sont l'Okpara et le Zou. Les cours d'eau du Bénin présentent un régime tropical avec une crue pendant la saison pluvieuse (de juillet à octobre) et l'étiage vers la fin du mois d'avril.

La zone côtière est caractérisée par une succession de lacs et de lagunes séparées de la mer par un étroit cordon littoral.

Situé dans la zone intertropicale, le Bénin présente un climat chaud et humide; les températures sont constamment élevées avec une moyenne de 25°C pour l'ensemble du pays. Elles sont les plus élevées en mars et les plus basses en août. La variabilité des températures est plus importante dans le Nord que dans les régions côtières.

Le pays est administrativement découpé en 6 départements: le Mono, l'Atlantique et l'Ouémé le long de la bande côtière, le Zou, le Borgou et l'Atacora dans l'intérieur du pays. La capitale administrative est Porto-Novo; cependant, les ministères et la plupart des services publics sont regroupés à Cotonou, capitale économique du pays.

1.2. Données démographiques

Le dernier recensement national a été effectué en 1992. Cette année-là, la population totale du pays se chiffrait à 4.9 millions d'habitants, contre 3.3 millions lors du premier recensement de 1979. Le taux de croissance actuel est estimé à 3.3% par an environ, ce qui laisse prévoir une population de l'ordre de 6.4 millions à l'horizon 2000. Plus de 57% de la population actuelle a moins de 19 ans.

La population du Bénin est très inégalement répartie suivant les régions; les trois départements côtiers, qui ne représentent que 10% de la superficie, regroupent 53% des habitants du pays.

Le plus petit département, l'Atlantique, présente une densité de population de 331 habitants/km² tandis que le Borgou, le plus étendu, ne compte que 16 habitants/km².

La population urbaine constitue quelque 34 % du total national. Les principaux centres urbains sont Cotonou (537000), Porto-Novo

(179000), Parakou (104000), Bohicon (82000), Kandi (73000), Abomey (67000), Ouidah (64000), Natitingou (57000) et Lokossa (54000).

On trouvera en annexe 1.2/1 les tableaux détaillés de l'évolution prévue de la population totale du Bénin. L'annexe 1.2/2 donne la prévision détaillée de l'évolution de la population jusqu'à l'horizon 2020, au niveaux urbain et rural, pour chaque département. L'évolution prévue de la population totale du Bénin est illustrée à la figure 1.2/1 ci-après.

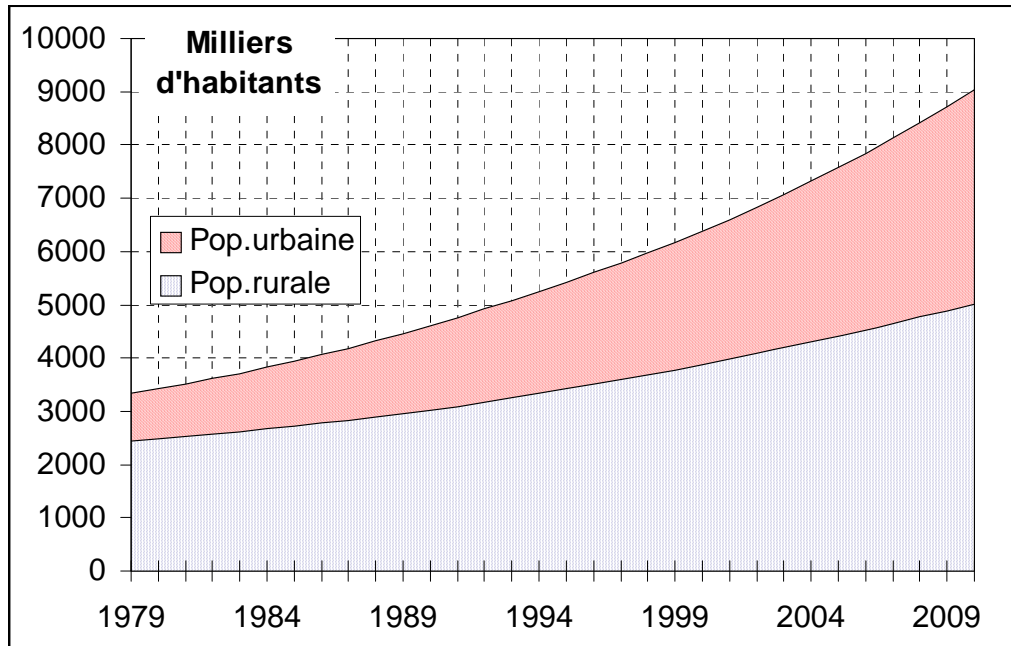


Figure 1.2/1: Evolution prévue de la population Béninoise.

1.3. Structure politique

Indépendant depuis 1960 sous le nom de Dahomey, le pays a adopté son nom actuel en 1975. Dirigé durant plus de quinze ans par un régime marxiste-léniniste, le Bénin a vécu à la fin des années 1980 une crise politico-économique sévère, suite notamment à l'effondrement du secteur bancaire et à la chute des recettes de l'Etat.

Cette crise a débouché, en 1990/91, sur une profonde réforme politique et administrative, caractérisée par l'adoption du libéralisme économique et d'une structure politique de type démocratique.

Plus précisément, le pays dispose, depuis le 11 décembre 1990, d'une constitution qui prévoit un régime présidentiel et d'une Assemblée Nationale élue au suffrage universel.

De plus, cette constitution garantit les droits de l'homme et la construction progressive d'un Etat de Droit.

Le Bénin est membre de plusieurs organisations internationales dont l'ONU, l'OUA, la CEDEAO, la CEAO, la convention ACP/CEE et le Conseil de l'Entente.

1.4. La structure économique et financière du Bénin

1.4.1 La croissance économique

Le P I B nominal du Bénin a atteint 844,5 milliards de F CFA en 1994. Sur la période 1991-1994, la croissance moyenne annuelle du P I B se chiffre à 3,6% en termes réels. Le P I B réel per capita a progressé en moyenne de 0,8% en termes réels. L'évolution récente des composantes sectorielles du PIB est illustrée à la figure 1.4.1/1 ci-après.

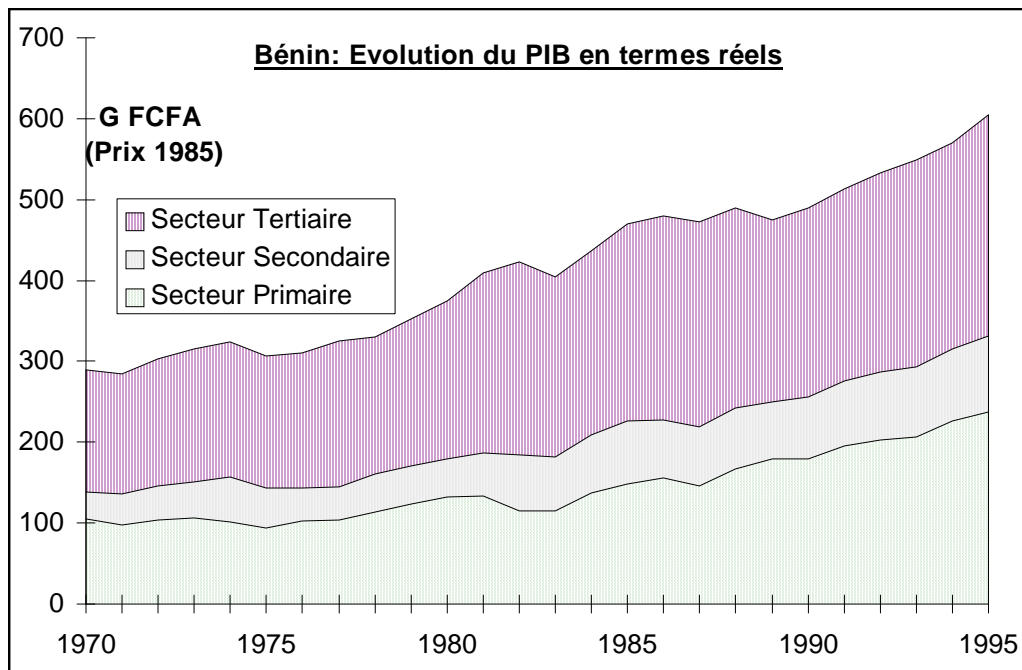


Figure 1.4.1/1: Evolution sectorielle du PIB, données historiques.

L'évolution récente du P I B et de ses composantes sectorielles se présente comme suit:

Tableau 1.4.1/1: Evolution du P I B par branche aux prix constants de 1991 (Milliards de F CFA)

	1991		1992		1993*		1994**	
	G FCFA	%	G FCFA	%	G FCFA	%	G FCFA	%
1. Secteur primaire	198.4	37.0	205.3	36.9	209.1	36.3	229.67	38.2
2. Secteur secondaire dont Energie	67.1	12.5	72.7	13.0	76.0	13.2	78.1	13.0
	5.0	0.9	5.6	1.0	6.0	1.0	6.2	1.0
3. Secteur tertiaire	270.2	50.5	279.6	50.1	290.4	50.5	294.0	48.8
Total P I B	535.7	100	557.6	100	575.5	100	601.7	100

* 1993: chiffres provisoires ; ** 1994: estimations

Source: Rapport sur l'état de l'économie nationale (Présidence de la République Octobre 1995)

Sur la période 1991-1994, le secteur primaire contribue en moyenne pour 35% à la formation du P I B réel . Il est dominé par l'agriculture (maïs, sorgho, igname, manioc, et coton; comme produits végétaux; du bovin et de la volaille comme produits animaux). La part du secteur secondaire représente 12,93%, y compris l'énergie 1%. Le secteur secondaire comporte notamment l'extraction pétrolière, la transformation de produits agricoles et la production de biens manufacturés (ciment, produits de brasserie...)

Le secteur tertiaire représente environ 50% du P I B sur la période considérée, il est marqué par la prédominance des activités commerciales, de transport et de transit.

L'évolution historique du PIB sectoriels depuis 1970 et sous sectoriels de 1982 à 1995 est donnée à l'annexe 1.4.1/1. Les chiffres de l'annexe 1.4.1/1 sont donnés en valeur 1985, alors que les valeurs indiquées au tableau ci-avant sont exprimées en valeurs 1991.

1.4.2 Finances publiques

La refonte du système fiscal, qui a commencé en 1989, a donné lieu à la mise en place d'une T V A en 1991, étendue au commerce de détail en 1994 et s'est poursuivie par d'importantes simplifications qui ont facilité le recouvrement des taxes. Les recettes budgétaires sont passées de 61,37 milliards de FCFA en 1991 (11,5% du P I B) à 77,62 milliards de F CFA en 1993 (12,9% du P I B) et 105,82 milliards de F CFA en 1994 (12,5% du P I B) d'après le rapport sur l'état de l'Economie Nationale cité plus haut.

Les dépenses globales sont passées de 100,3 milliards de FCFA (18,7% du P I B) en 1991 à 106,1 milliard de F CFA (17,6% du P I B) en 1993 et 162, 6 milliards de F CFA (19,3% du P I B) en 1994.

Le solde primaire est passé de 2,7 milliards F CFA en 1991 (0,5% du P I B) à prix courants à 13 milliards F CFA en 1993 (2,2% du P I B) et 19,1 milliards F CFA en 1994 (2,26% du P I B)

Le déficit budgétaire global (base engagement) est passé de 38,8 milliards F CFA en 1991 (7,2% du P I B) à 28,4 milliards F CFA en 1993 (4,7% du P I B) et 57 milliards F CFA en 1994 (6,7% du P I B)

Tableau 1.4.2/1: Opérations consolidées de l'Etat (milliards de F CFA)

	1991	1992	1993	1994
P I B	535,7	570,8	601,7	844,5
Recettes totales	61,37	69,78	77,62	105,82
Dépenses totales	100,3	115,2	106,1	162,6
Solde primaire	2,7	7,2	13,0	19,1
Déficit budgétaire global	38,8	45,4	28,4	57

Source: Rapport sur l'état de l'économie nationale Octobre 1995

1.4.3

Balance des paiements et balance commerciale

Les exportations F O B de marchandises sont passées de 95 milliards F CFA en 1991 à 167,1 milliards F CFA en 1994.

Tableau 1.4.3/1: Balance des paiements et balance commerciale (milliards F CFA)

	1991	1992	1993	1994
Exportations FOB	95,0	98,3	96,6	167,1
dont pétrole	6,2	4,3	4,5	7,2
Importations FOB	- 136,1	- 148,4	- 152,6	-
Balance commerciale	- 41,1	- 50,1	- 56	203,2
Services nets	- 13,2	- 20,5	- 15,5	- 36,1
Transferts privés non reversés	23,7	25,2	26,7	- 26,4
Balance courante avant dons	- 30,6	- 45,4	- 44,8	36
Dons	28,7	35,0	40,9	- 26,5
Balance après dons	- 1,9	- 10,4	- 3,9	46,7
Mouvements de capitaux	22	- 3,8	4,6	20,2
Balance globale	20,1	- 14,2	0,7	34,9
				55,1

Source: INSAE, Rapport sur l'état de l'économie nationale.

La balance commerciale et la balance courante avant dons sont déficitaires sur toute la période. Le compte courant après dons est encore déficitaire sauf en 1994. La balance globale est positive sauf en 1992.

1.4.4 Participation de l'énergie dans la balance commerciale du Bénin

La biomasse, qui représente 73% de l'énergie consommée est prélevée sur le disponible national.

Le pétrole produit à Sèmè est entièrement exporté.

L'électricité d'origine hydraulique achetée à la CEB fournit 90 % des besoins électriques; le reste est d'origine thermique.

Tableau 1.4.4/1: Part de l'énergie dans le commerce (milliard FCFA)

(GFCFA)	1991		1992		1993		1994	
		%		%		%		%
<i>Exportation FOB</i>	95,0		98,3		96,6		167,1	
dont pétrole	6,2	6,5	4,3	4,4	4,6	4,8	7,2	4,3
<i>Importations FOB</i>	-136,1		-148,4		-		-	
dont Produits pétroliers	-4,64	3,4	-4,6	3,1	152,6	4,2	203,2	12,9
Electricité	-7,6	5,6	-8,10	5,5	-6,4	5,8	-26,2	3,9
					-8,9		-8,0	
Total énergie	-12,2	9	-12,7	8,6	-15,3	10	-34,2	16,8

Source: SONACOP, SBEE et Rapport sur l'état de l'économie nationale

Sur la période, les exportations de pétrole ont représenté environ 5 % des exportations et l'énergie a représenté 17 % des importations.

1.4.5 L'évolution économique future

Selon le "rapport sur l'état de l'économie nationale", le succès de la politique de libéralisation de l'économie de ces dernières années devrait se traduire par un taux moyen de croissance réel de 6,0% à partir de 1996 ainsi que par une amélioration du solde budgétaire globale et de celui des transactions extérieures courantes. Le taux d'inflation devrait être ramené à des niveaux d'avant le changement de parité du FCFA.

Comme par le passé, le secteur primaire sera une des principales sources de croissance du PIB avec une croissance annuelle prévue de 6,5% par an. Une progression moyenne annuelle de 6,8% en termes réels est attendue du secteur secondaire.

Le secteur tertiaire devrait connaître une croissance réelle de 5,7% l'an avec notamment les performances escomptées du commerce et du tourisme.

L'évolution extrapolée des indices de PIB sectoriels est illustrée à la figure 1.4.5/1 ci-après. Les valeurs d'extrapolation des indices de PIB sont données à l'annexe 1.4.5./1.

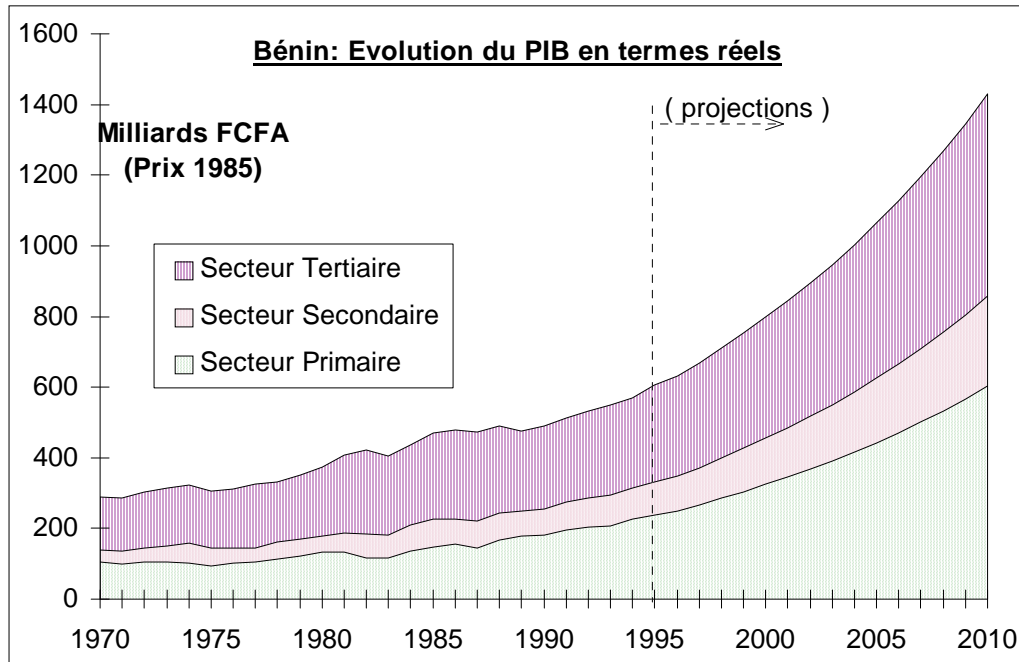


Figure 1.4.5/1: Prév́ision de l'évolution du PIB en termes réels.

En ce qui concerne le taux d'investissement, il devrait passer de 15% en 1994 à 18% du PIB en 1996, dont respectivement 7,6% et 11% pour le secteur privé. L'amélioration des investissements publics (7,4% du PIB en 1994 à 7% en 1996) et l'élimination des arriérés de paiement devrait permettre de retourner en 1996 à l'équilibre des finances publiques.

CHAPITRE 2. LE SYSTEME ENERGETIQUE DU BENIN

2.1. Présentation générale et structure organisationnelle du secteur

2.1.1 Le cadre général

Pour satisfaire la consommation énergétique des ménages et des entreprises béninoises, le secteur de l'énergie est organisé comme suit

ORGANISATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

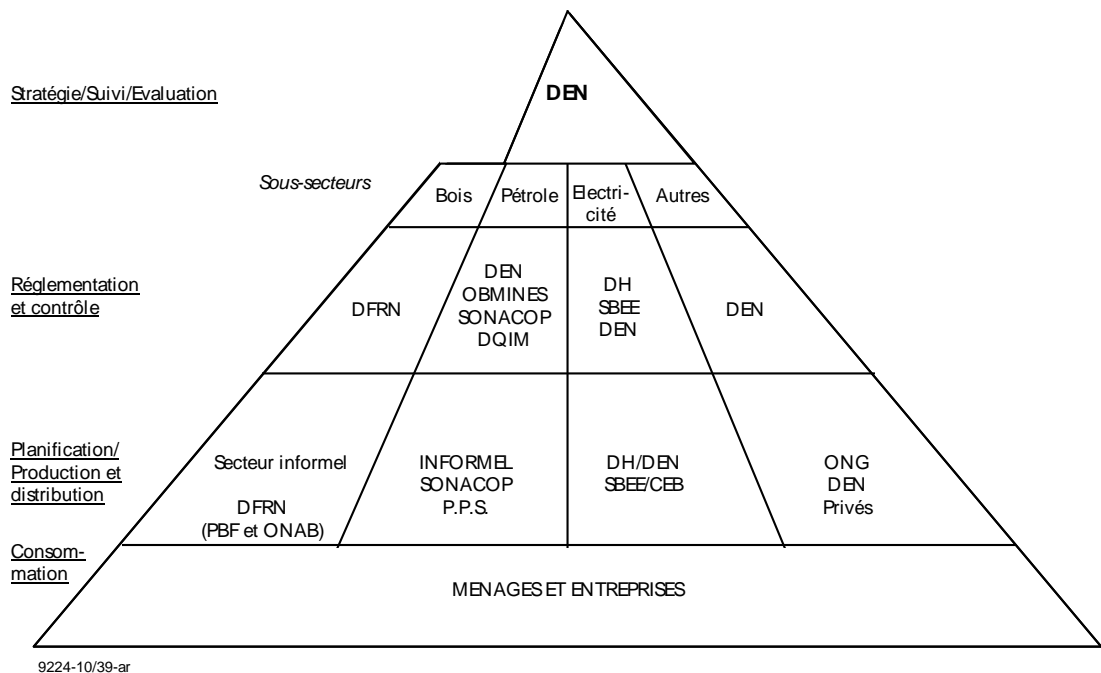


Figure 2.1.1/1 Organisation du secteur de l'énergie

Les différents domaines d'intervention sont définis comme suit:

- **La stratégie du secteur** : définit la politique des différents sous-secteurs en vue d'atteindre les objectifs de développement du secteur et d'y assurer une certaine cohérence entre les différentes actions
- **La réglementation** concerne la définition des normes techniques d'installation et d'exploitation des outils de production et de commercialisation, la qualité des produits, la tarification et la législation des produits vendus
- **Le contrôle** consiste en la vérification périodique du respect de la réglementation (technique, tarifaire,...) par les producteurs, distributeurs et consommateurs

- **La planification** définit les plans d'investissement à moyen et long terme des sous-secteurs
- **La production** concerne l'exploitation des diverses ressources énergétiques et leur transformation en produits énergétiques directement consommables (bois de feu, charbon de bois, pétrole, électricité)
- **La distribution:** comprend le stockage, la manutention, le transport et la commercialisation des produits énergétiques
- **La consommation** est l'utilisation par les ménages, les services publics et les entreprises des différentes formes d'énergie
- **Le suivi** est une estimation continue du fonctionnement des différents sous-secteurs tandis que **l'évaluation** est une appréciation périodique du bien fondé, des résultats et de l'impact des différents sous-secteurs dans le développement du secteur énergétique du pays.

Dans les points suivants, nous reprenons brièvement les missions des principaux acteurs dans le secteur de l'énergie. Nous décrivons ensuite l'organisation des principaux sous-secteurs.

2.1.2 **Le Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Hydraulique**

2.1.2.1 **La Direction de l'Energie**

Missions

Comme défini à l'article 21 du décret N°92-46 du 3 mars 1992, la Direction a pour tâches:

d'élaborer et de proposer toutes réglementations relatives aux activités concernant l'énergie et de veiller à leur bonne application;

de susciter des initiatives d'origine tant publique que privée ayant pour but la promotion du secteur de l'Energie au Bénin;

d'initier et d'élaborer en liaison avec toutes les structures nationales compétentes le Plan Energétique National;

de promouvoir toutes les formes d'énergie : hydrocarbures, électricité et les énergies nouvelles et renouvelables;

de mener des études diagnostiques sur le niveau de développement du secteur de l'énergie en vue de contribuer à l'élaboration ou l'amélioration du Plan Energétique National;

d'exécuter en régie des travaux de recherches énergétiques;

d'exécuter pour des tiers et sous forme de prestation de service les travaux de recherche et de développement en énergie;

de gérer la Banque de données énergétiques;

de donner son avis technique motivé sur tout projet relatif au secteur de l'énergie;

d'exercer un contrôle technique sur toutes les entreprises publiques, semi-publiques et privées du secteur de l'énergie;

de contrôler :

- la fiabilité des sources d'énergie;
- la qualité des différentes formes d'énergie et leur utilisation rationnelle;
- la sécurité des moyens de transport et de distribution de toutes les formes d'énergie;
- la sécurité des moyens de stockage des produits pétroliers.

Diagnostic

Stratégie/ suivi et évaluation

L'absence d'un plan stratégique national handicape la direction dans son rôle de coordonateur des différentes formes d'énergie utilisées au Bénin.

De plus, le manque de données fiables sur la consommation énergétique ne permet pas un suivi efficace du secteur.

Réglementation et contrôle

En vue d'une meilleure gestion des ressources pétrolières, la Direction de l'Energie est en train de préparer l'actualisation du "code pétrolier". Ce nouveau code doit relancer et promouvoir la mise en valeur des ressources pétrolières.

Il n'existe pas encore de texte réglementant le secteur de l'électricité. Un projet de code est néanmoins en cours d'élaboration.

De plus, il n'existe pas de structure de contrôle et d'agrément des installations (électriques, pétrolières,...) dans le secteur de l'Energie.

Manque de moyens

La Direction de l'énergie manque de moyens financiers et humains pour remplir ses différentes missions. C'est ainsi que le personnel de la Direction a initié de nombreuses études qui souvent restent inachevées ou peu exploitables faute de moyens financiers et de compétence.

De plus, son personnel est souvent affecté à la gestion de projets.

2.1.2.2

La Direction de l'Hydraulique

Elle est chargée de veiller à l'application de la politique de l'Etat dans la mise en valeur des ressources en eau. Outre la réalisation de forages et l'exécution de la politique d'hydraulique villageoise, elle effectue des études techniques des sites de barrage et des mini et microcentrales hydroélectriques.

2.1.2.3 L'OBMINES

OBMINES est un office sous-tutelle du Ministère disposant d'une autonomie financière. Cet office est responsable, en outre:

- d'élaborer, d'appliquer et de contrôler la réglementation dans le domaine minier
- de réaliser des programmes de recherches géologiques et minières
- de promouvoir la mise en valeur des ressources du sous-sol
- et d'établir les cartes géologiques minières.

L'office dispose d'une centaine d'employés dont la plupart font partie du personnel cadre du Ministère.

2.1.2.4 Le Projet Pétrolier de Sèmè (PPS)

Ce projet met en valeur les ressources pétrolifères de Sèmè en donnant en exploitation les gisements à des opérateurs privés internationaux. Il est également en charge des aspects prospection et développement.

2.1.3 Les sociétés productrices et distributrices d'électricité

2.1.3.1 La Communauté Electrique du Bénin

Créée en 1968, par un traité entre le Bénin et le Togo, la CEB est régie par le code Daho-Togolais de l'Electricité. Son siège est à Lomé; ses statuts lui accordent le monopole de la production et du transport de l'énergie électrique dans les 2 états, hormis les petites centrales, les centrales isolées et les autres ouvrages en service à la date d'entrée du Code. De plus, ce monopole ne comprend pas la distribution d'électricité.

Elle a une représentation régionale à Cotonou. La SBEE est membre de la Haute Autorité tandis que le Ministère de l'Energie participe au Haut-Conseil Inter-Etatique.

2.1.3.2 La SBEE (La Société Béninoise d'Electricité et d'Eau)

Fondée en 1974, la SBEE a pour objet toute entreprise concernant directement ou indirectement la production, le transport, la distribution de l'énergie électrique ainsi que la captation, l'épuration, la distribution d'eau d'alimentation et l'évacuation des eaux usées. La SBEE est sous la tutelle du Ministère de l'Energie, des Mines et de l'Hydraulique, mais dispose d'un statut para-étatique qui lui donne une certaine autonomie de gestion. Néanmoins, les matières importantes telles que la tarification, les investissements importants sont décidées au niveau du Conseil des Ministres. La SBEE a réalisé ces dernières années, un schéma directeur et plusieurs études de faisabilité.

2.1.4 La Société Nationale de Commercialisation des Produits Pétroliers (SONACOP)

La Sonacop, a, depuis 1974, année de la nationalisation des sociétés privées, le monopole de l'importation, de la commercialisation intérieure et de la réexportation des produits pétroliers vers le Niger, le Burkina-Faso et le Mali. La SONACOP est sous-tutelle du Ministère du Commerce.

2.1.5 Le Ministère du Développement Rural, ses projets et ses organismes sous tutelle

2.1.5.1 La Direction des Forêts et des Ressources Naturelles (DFRN)

Suivant l'arrêté n°0020/MDR/DC/CC/CP du 13 janvier 1992, la Direction des Forêts et des Ressources Naturelles a pour mission la rationalisation de l'exploitation des ressources naturelles renouvelables (sols, eaux, flore et faune).

Ses attributions comprennent en outre

- l’inventaire des ressources naturelles, l’évaluation de leurs potentialités et leur classification
- la détermination des seuils autorisés, des techniques et conditions appropriées ainsi que la réglementation en vue de leur exploitation
- le suivi de l’évolution des ressources naturelles et la participation à l’élaboration des plans d’aménagement du territoire et des politiques de protection de l’environnement à l’échelon national ou local à travers les Centres d’Actions Régional pour le Développement Rural (CARDER)
- la gestion des plantations domaniales
- la contribution à la promotion des initiatives de protection et de régénération des Ressources Naturelles.

L’objectif général de la politique forestière nationale est la conservation et la gestion rationnelle des ressources du domaine forestier (sol, eau, flore, faune), en vue d’assurer la pérennité et garantir une production soutenue de services et de biens pour le bénéfice des populations.

Plus précisément, les objectifs spécifiques de la politique forestière consistent en:

- conserver le potentiel forestier et restaurer la capacité de régénération des écosystèmes
- satisfaire de façon durable les besoins des populations en produits forestiers
- contribuer à la sécurité alimentaire par des interactions entre l’agriculture, l’élevage et la foresterie
- participer au développement de l’économie nationale et à l’amélioration des conditions et du cadre de vie des populations

La Direction dispose de 600 agents dont 10% sont universitaires.

2.1.5.2 Le Projet Bois de Feu

Lancé en 1985, grâce au concours financier du Gouvernement Béninois, de la BAD, de l’OPEP, du PAM et d’autres organismes internationaux, le projet Bois de Feu a comme objectif d’établir des plantations forestières d’essences à croissance rapide dans le but d’accroître l’offre en bois énergie et ainsi réduire la pression sur les formations naturelles.

A la fin 1995, le projet avait réalisé 3500 ha de plantations rurales et 4400 ha de plantations domaniales qui produisent chaque année 75.000 tonnes de bois sec.

2.1.5.3 L'Office National du Bois (ONAB)

Créé en 1983, l'Office National du Bois a comme attributions:

- l'exploitation commerciale de forêts principalement pour le bois d'oeuvre
- la transformation des produits forestiers (scierie, menuiserie,)
- la commercialisation des produits transformés
- la réalisation, le cas échéant, sur base de contrats, d'études ou d'opérations de développement de la production forestière (reboisement; aménagement, enrichissement,...).

En moyenne, l'ONAB produit chaque année 50.000 M3 de bois d'oeuvre et 4500 tonnes de bois de feu. De plus, cet office reboise un millier d'ha et entretient 2000 ha de plantations par an.

En 1994, le chiffre d'affaires de l'ONAB s'élevait à 1,5 milliard de Francs CFA.

2.1.5.4 Le CENATEL

Le CENATEL a pour mission de définir, de développer, soutenir et valoriser l'utilisation de la télédétection au profit de toutes les structures chargées de la gestion des ressources naturelles. Les principaux objectifs du CENATEL consistent en:

- produire des données régulièrement mises à jour sur les ressources naturelles par la cartographie, les inventaires forestiers, les études sur la situation et l'occupation des sols dans les bassins versants.
- assurer le suivi de l'évolution des ressources naturelles et l'évaluation de leur dégradation.
- créer une banque de données devant fournir aux décideurs et planificateurs les éléments de base nécessaires pour l'élaboration d'une politique d'occupation de l'espace et de gestion rationnelle des ressources naturelles
- réaliser des études spécifiques
- former les utilisateurs à l'exploitation des documents de télédétection et de système d'information géographique.

2.1.6 Les Organismes de recherche

Plusieurs organismes de recherche sont intervenus dans le cadre de programmes d'énergie renouvelable.

C'est ainsi que Le Centre National d'Agro-Pédologie - CENAP a assuré pendant une dizaine d'années l'animation technique du programme biomasse avec la coopération technique du Centre Béninois de la Recherche Scientifique et Technique. Ils ont ainsi réalisé une quarantaine de digesteurs biogaz.

L'Université Nationale du Bénin a mis au point des capteurs plans et des séchoirs solaires tandis que le Collège Polytechnique Universitaire (CPU) a conçu un prototype d'éolienne.

2.1.7 Les ONG

Quelques ONG interviennent dans la promotion des énergies renouvelables et l'utilisation de foyers améliorés. C'est ainsi que le projet Songhai à PortoNovo forme les jeunes agriculteurs à l'utilisation du biogaz. Ils disposent de plusieurs digesteurs de type chinois.

A titre d'exemple, l'ONG CATWELL avec son Centre de Vulgarisation de foyers économiques fabrique et vend plusieurs milliers de foyers améliorés par année.

2.1.8

Le secteur privé formel et informel

Plusieurs sociétés privées importent et distribuent du matériel solaire.

Comme nous l'expliquerons plus loin, le secteur du bois-énergie fait vivre plusieurs dizaines de milliers de personnes (des bûcherons aux commerçants de détail en passant par les charbonniers, les transporteurs et les grossistes)

2.1.9 Diagnostic

2.1.9.1 Le sous-secteur du bois énergie

L'organisation du sous-secteur du bois énergie se présente comme suit:

ORGANISATION DU SOUS-SECTEUR DE BOIS DE FEU

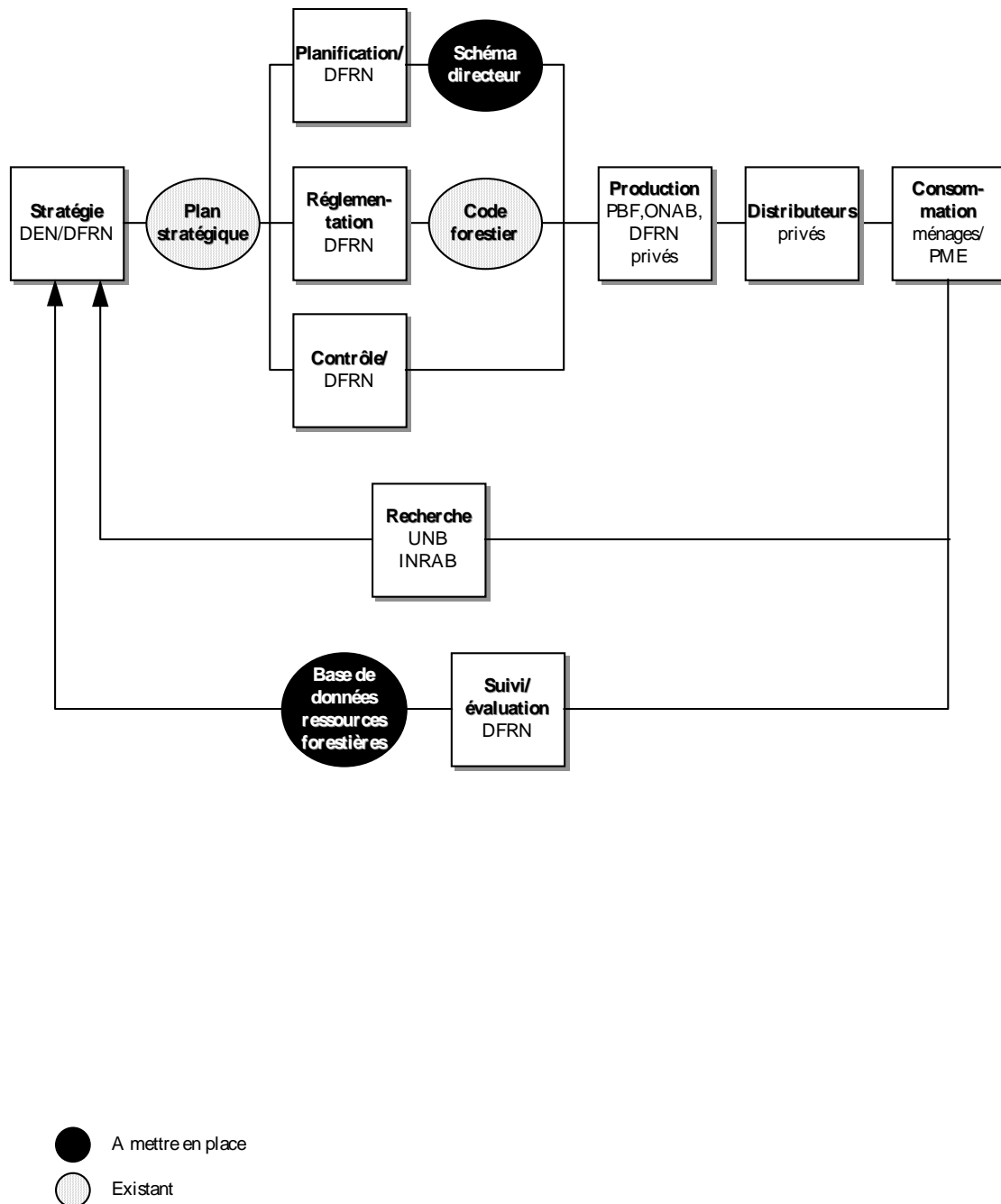


Figure 2.1.9.1/1 Organisation du sous-secteur du bois de feu

A partir de ce schéma et des différentes contraintes identifiées dans le document "La politique forestière du Bénin, Ministère du Développement Rural, mars 94" nous avons relevé les dysfonctionnements suivants:

Au niveau de la stratégie, du suivi et évaluation

- Il n'existe pas de base de données et d'informations fiables sur la production et la consommation du bois de feu au Bénin.
- Les cartes de végétation dressées par le Cenatel sont très précieuses pour le suivi du secteur forestier. Malheureusement, les cartes actuellement disponibles ne couvrent qu'un quart du territoire.

Au niveau de la réglementation et du contrôle

La non application de la législation forestière (notamment la loi N°93-009 du 2 juillet 1993 portant sur le régime des forêts) est générée par:

- le fait que les préoccupations des populations ne sont pas suffisamment prises en compte dans la législation forestière et que le niveau de leur sensibilisation à la foresterie est insuffisant,
- l'absence d'un cadre opérationnel devant permettre aux collectivités locales de gérer les ressources forestières sur une base participative,
- le manque de concertation entre l'Administration et les usagers du secteur forestier,
- le manque d'organisations à la base, susceptibles de garantir une gestion durable des ressources naturelles.
- la faible organisation de l'exploitation forestière et l'insuffisance du contrôle des prélèvements frauduleux des produits ligneux,
- la fréquence des infractions à la législation forestière et de la chasse due au manque de rigueur des tribunaux dans l'application des textes et l'insuffisance de la sensibilisation des populations à protéger leurs propres ressources,
- le niveau technique de la plupart des agents forestiers de terrain ne répond plus aux tâches et responsabilités qu'ils doivent assumer,
- l'absence de recyclage et de perfectionnement permanent des agents forestiers sur les nouvelles techniques de communication et de vulgarisation.

Au niveau de la planification - de la production et de la distribution

- Il n'existe pas de schéma directeur pour la gestion du secteur du bois de feu même si le Cenatel y réfléchit

Au niveau de la production, les ressources forestières sont caractérisées par:

- des défrichements anarchiques qui empiètent sur le domaine boisé et qui résultent des cultures itinérantes sur brûlis; les paysans n'adoptant pas des pratiques culturales adaptées, les sols s'épuisent rapidement, ce qui entraîne le déplacement des agriculteurs vers de nouvelles terres à défricher,
- l'élevage extensif et la transhumance qui causent des dégâts considérables à la biomasse ligneuse et sont souvent la cause de la dégradation accentuée des massifs forestiers, suite aux émondages, ébranchages et aux piétinements des troupeaux,
- les incendies de forêts et les feux de brousse répétés qui détruisent les diverse strates de la couverture végétale,
- la pauvreté et la croissance démographique qui expliquent la surexploitation et la forte pression qui s'exerce sur les ressources végétales et fauniques.

Malheureusement, face à ces défis, on constate que ce secteur souffre :

- d'un manque de concertation entre l'Administration et les usagers du secteur forestier,
- d'un manque d'organisations à la base, susceptibles de garantir une gestion durable des ressources naturelles.
- l'insuffisance des moyens de travail (personnel, matériel et financier), car le budget affecté à l'Administration Forestière est très faible et irrégulier ; le nombre d'agents chargés de la surveillance du domaine forestier est insuffisant par rapport aux superficies à gérer,

De plus, les services forestiers qui sont placés sous la tutelle des CARDER rencontrent divers problèmes tels que:

- tendance à la marginalisation des activités forestières, car la priorité est généralement accordée au financement et au suivi des opérations agricoles de court terme,
- prépondérance des activités de police forestière sur celles relatives à la vulgarisation,
- manque de suivi et de contrôle des activités des agents de terrain évoluant dans les structures décentralisées,

- insuffisance de moyens de déplacement au niveau des postes forestiers pour accomplir les tâches de surveillance et d'encadrement.

Au niveau de la commercialisation:

- la commercialisation du bois de feu est très informelle et peu contrôlée par l'Etat

Au niveau de la consommation

- Les ménages béninois préfèrent cuisiner au bois de feu ou au charbon de bois, ce qui rend la substitution vers d'autres énergies difficile.
- Les programmes de promotion des foyers améliorés n'ont pas réussi à faire imposer ce type de foyers.

2.1.9.2

Le sous-secteur pétrolier

Le graphe ci-dessous reprend l'organisation de ce sous-secteur.

ORGANISATION DU SOUS-SECTEUR PETROLIER

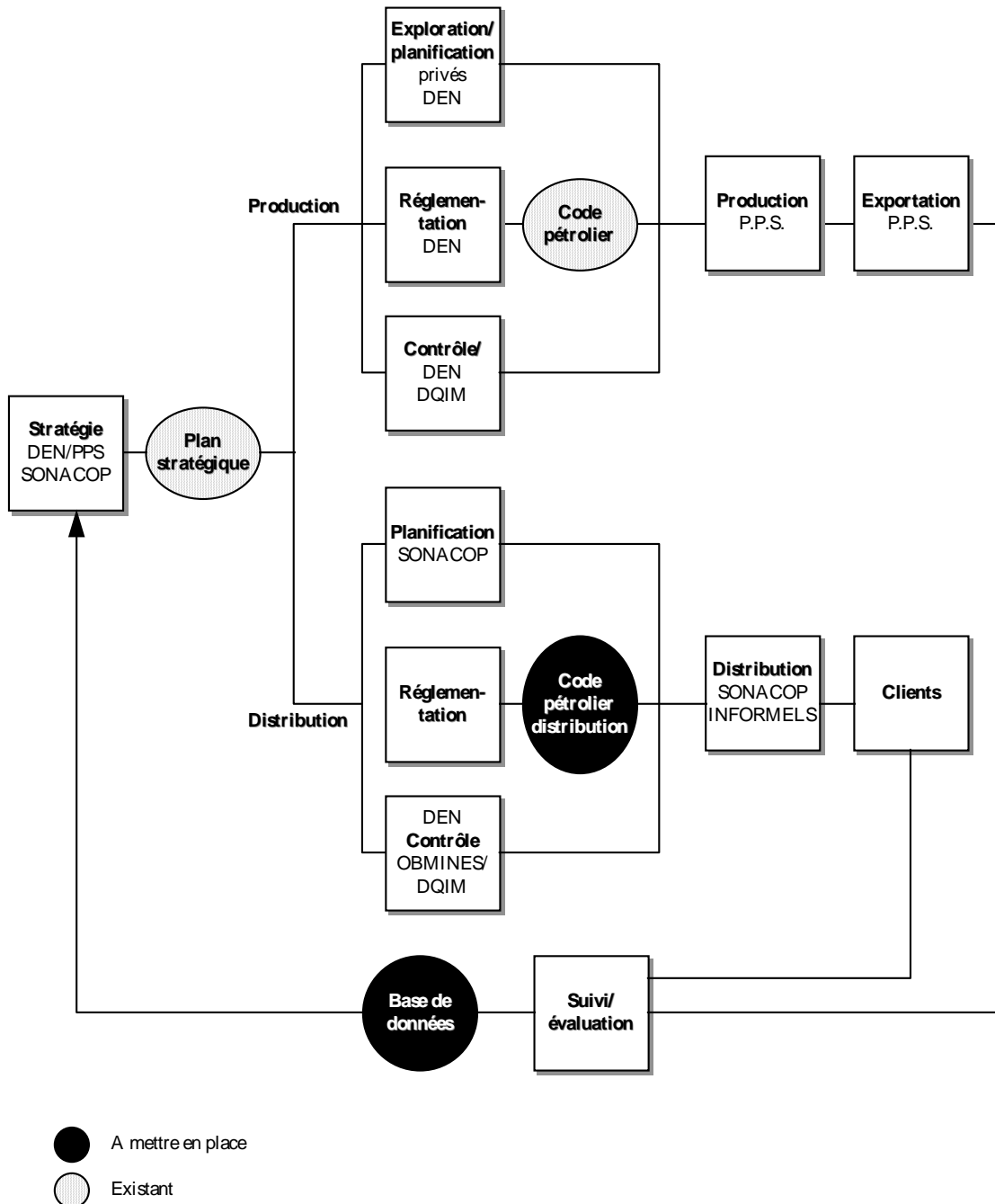


Figure 2.1.9.2/1 Organisation du sous-secteur pétrolier

Sur base de l'analyse de ce schéma et des informations recueillies, nous avons identifié certains dysfonctionnement du sous-secteur pétrolier.

Au niveau de la stratégie-suivi et évaluation

La Direction de l'Energie et le Ministère du Commerce ne disposent pas d'information sur le secteur de distribution des produits pétroliers informels. Ceci rend le suivi de ce sous-secteur difficile.

Réglementation et contrôle

Dans la situation actuelle du Bénin, il semble difficile de limiter les importations et les ventes illicites de carburant, le système de contrôle étant inefficace et peu populaire.

En outre, il n'existe pas de réglementation précise pour l'importation, le stockage, la distribution et la commercialisation du pétrole. La libéralisation de la distribution des produits pétroliers nécessite la mise en place d'une réglementation qui garantisse le respect des règles de sécurité et la qualité des produits vendus.

De plus, il n'y a pas d'organismes indépendants pour la mise en place de la réglementation et le contrôle du sous-secteur pétrolier.

Planification - Production et distribution

Le secteur informel joue un rôle non négligeable dans la distribution des produits pétroliers. Il est difficile d'évaluer son importance, car il n'y a pas d'information disponible sur le marché parallèle des produits pétroliers. Cette situation génère un manque à gagner pour l'Etat et favorise l'utilisation de produits frelatés qui ont un effet désastreux sur l'environnement. Elle met également en difficulté tout le secteur formel dont le volume des ventes est très sensible au prix pratiqué sur le marché informel.

La Sonacop est en situation de monopole pour la distribution des produits pétroliers. La libéralisation de la distribution incitera la Sonacop et ses futurs concurrents à une gestion plus efficace du secteur et ainsi à vendre le carburant à des prix plus attractifs.

La production de pétrole est gérée d'une manière assez indépendante par le Projet Pétrolier de Sèmè (PPS). Le statut de projet n'est pas le plus indiqué pour l'exploitation des champs pétrolifères. En effet, ce secteur d'activités demande des investissements importants dans la prospection et de ce fait une stratégie à long terme. Un statut de société paraétatique ou privé avec participation de l'Etat est plus approprié.

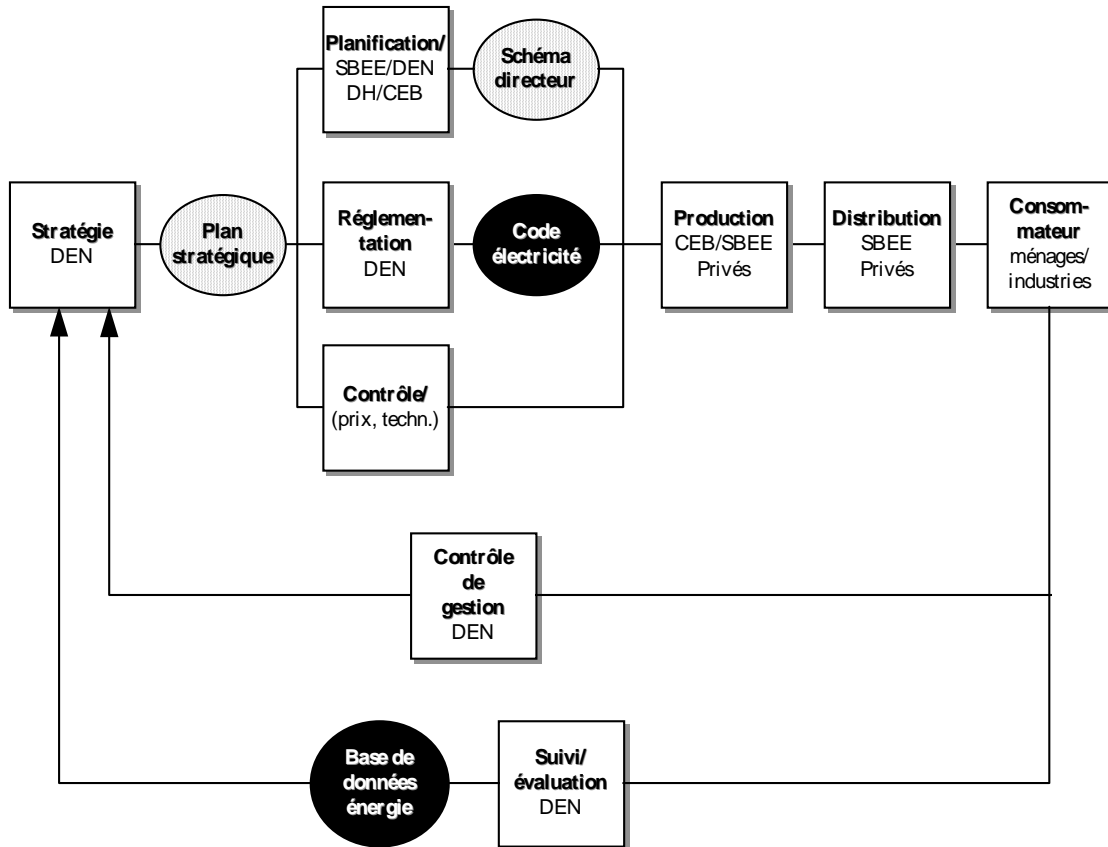
Au niveau de la consommation

Il n'existe pas des informations disponibles sur l'emploi des produits pétroliers par usage.

2.1.9.3 Le sous-secteur de l'électricité

L'organisation de ce sous-secteur est représentée dans le graphe ci-dessous:

ORGANISATION DU SOUS-SECTEUR DE L'ELECTRICITE



- A mettre en place
- Existant

Figure 2.1.9.3/1 organisation du sous-secteur de l'électricité

Sur la base du schéma ci-dessus et des interviews effectuées, nous avons pu identifier les dysfonctionnements suivants:

Au niveau de la stratégie, du suivi et évaluation

- La SBEE a une autonomie toute relative dans les décisions stratégiques du sous-secteur. En effet, tout investissement important est discuté au niveau du Conseil des Ministres. La SBEE est souvent sollicitée pour effectuer des investissements tels que l'extension de réseaux, l'électrification de zones éloignées qui ne sont pas toujours rentables. Cette situation est malsaine dans la mesure où la SBEE est obligée d'assurer des investissements qu'elle n'a pas toujours décidés.
- De même, la CEB sous tutelle de la Haute Autorité, est directement influencée dans ses décisions stratégiques par les 2 Etats.
- La Direction de l'Energie est, dans la pratique, peu informée sur les activités de ce sous-secteur et intervient plutôt à la demande du Ministre. Elle n'est pas en mesure d'assurer correctement le suivi-évaluation de ce sous-secteur.

La réglementation et le contrôle

Il n'existe pas d'organisme de contrôle indépendant. Dans la pratique, seule la SBEE a le personnel et le savoir-faire pour l'agrément des installations et des équipements électriques.

Il n'existe pas de code d'électricité.

La tarification de l'électricité est décidée par le Conseil des Ministres et toute augmentation du prix de vente de l'électricité nécessite l'approbation de ce conseil. Cette tarification n'est pas faite en fonction d'indicateurs économiques tels que le prix des combustibles, le coût des investissements, La SBEE qui doit faire face à une augmentation de ses charges et à la stagnation de ses recettes, connaît de graves problèmes de trésorerie. Cette situation est aggravée par la dette importante que l'Etat a vis à vis de la SBEE engendrée par le non paiement de nombreuses factures d'électricité.

La planification - la production et la distribution

Le code Daho- Togolais de l'Electricité donne à la CEB le monopole de la production et du transport de l'énergie électrique dans les 2 états, hormis les petites centrales électriques, les centrales isolées et autres ouvrages en service à la date du code. La distribution de l'énergie électrique est confiée à la SBEE.

Dans la pratique, la SBEE gère un certain nombre de centrales thermiques. Il est donc nécessaire d'adapter le code Daho-Togolais de l'électricité en tenant compte que la SBEE possède des centrales thermiques connectées au réseau ou isolées.

De plus, il n'existe pas de cadre légal favorisant l'autoproduction d'électricité et la revente d'électricité au réseau par les industriels ou les ménages.

La consommation

Actuellement, il n'existe pas de données disponibles sur la consommation d'électricité des abonnés par utilisation (éclairage, chauffage et conditionnement d'air, électroménager, réfrigération,...). Ces informations seraient très utiles pour l'électrification rurale et la promotion d'une utilisation rationnelle de l'énergie.

A ce propos, la Direction de l'Energie a organisé des campagnes de sensibilisation aux économies d'énergie. Il nous semble plus efficace de désigner un organisme spécialisé qui sera en charge de conseiller le public, d'organiser des campagnes de sensibilisation sous différentes formes,....

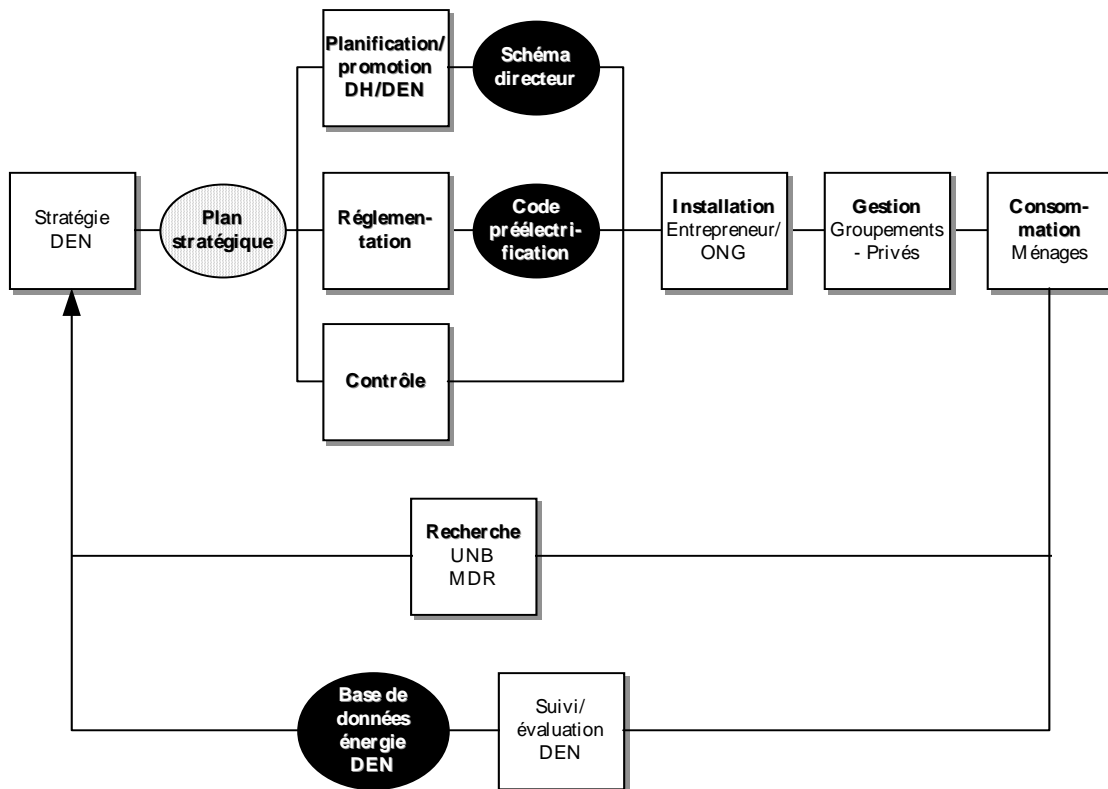
2.1.9.4

Le sous-secteur de la préélectrification et des énergies renouvelables

Nous avons regroupé les activités de préélectrification rurale et de promotion des énergies renouvelables car il existe beaucoup de similitudes dans l'approche et la gestion de ces activités (projets pilotes, petite puissance, décentralisation de la production d'énergie, ...).

Le graphe ci-dessous illustre ce sous-secteur.

ORGANISATION DU SOUS-SECTEUR PREELECTRIFICATION/ENERGIE RENOUVELABLE



● A mettre en place

○ Existant

Figure 2.1.9.4/1 Organisation du sous-secteur de la pr electrification et des énergies renouvelables

L'analyse du schéma nous indique:

- Ce sous-secteur est d epourvu de structures opérationnelles et spécifiques. Il en est de même pour la promotion des économies d'énergie
- Il n'existe pas de réglementation et de cadre légal adéquats pour le développement de la pr electrification rurale et la promotion des énergies renouvelables
- Le savoir faire acquis par les projets pilotes et de recherche risque d'être perdu faute de structure adéquate pour la centralisation de l'information et le transfert de know-how
- Le suivi-évaluation des différents projets du sous-secteur est peu développé

Comme le sous-secteur de la pr electrification et des énergies renouvelables est naissant au Bénin, il nous semble prématuré d'analyser ses dysfonctionnements. Nous reprenons par contre, les principaux obstacles que rencontre le développement des énergies renouvelables.

Les obstacles techniques :

Trop grande complexité technique des systèmes proposés.

Manque de disponibilité de l'équipement nécessaire à l'exploitation des sources nouvelles et renouvelables d'énergie, des pièces de rechange et des moyens d'entretien.

Les obstacles économiques :

Manque d'information sur les coûts, la fiabilité et la rentabilité des systèmes qui utilisent les sources renouvelables d'énergie.

Manque d'information sur les coûts effectifs des systèmes conventionnels d'énergie.

Les obstacles financiers :

Manque de sources d'investissement.

Manque de systèmes de crédit.

Lourde structure de taxation et de douanes.

Les obstacles institutionnels :

Absence de la réglementation en faveur des énergies renouvelables.

Programmes inconsistants ou non suffisamment coordonnés

Absence d'agence nationale ou régionale pour les énergies renouvelables.

Lacunes dans l'information.

Standards et codes insuffisants ou inefficaces.

Les obstacles sociaux :

Attitudes traditionnelles et d'inertie.

Manque d'information.

Rythme lent du changement social.

Bas niveau de l'éducation publique.

Isolement de l'utilisateur (éloignement géographique, social et économique).

2.2. Le Sous-Secteur des Hydrocarbures

La production de pétrole brut constitue l'essentiel de l'industrie extractive. De 1,4 million de barils en 1991, la production du gisement pétrolier de Sèmè est tombée à 933.400 barils en 1992, avant de monter à 1,062 million de barils en 1993, pour se fixer à 884.600 barils en 1994.

La totalité de la production est exportée.

D'après une étude supervisée par l'Ecole Polytechnique de Lausanne "Situation Energétique du Bénin" (Novembre 1994), depuis 1985, la consommation des produits pétroliers est en régression, passant de 122.000 tonnes d'équivalent pétrole (tep) à environ 121.000 tep en 1992. Elle a atteint son plus bas niveau en 1991 avec environ 85.000 tep. Le taux annuel moyen de croissance de la consommation des produits pétroliers a été d'environ 1% au cours de la période 1985 - 1992.

En 1992, la consommation de produits pétroliers, d'après la même étude se présente comme indiquée au tableau 2.2/1 suivant:

Tableau 2.2/1: Consommation de produits pétroliers en 1992

	k tep	%
<i>Consommation brute d'énergie primaire</i>	121	100
Transformation en énergie	- 9,2	7,6
Usages non énergétiques	- 2,1	1,7
<i>Consommation finale</i>	109,7	90,7
dont: Industrie	19,4	16
Transport	78,6	65
Ménages et Divers	11,7	9,7

Source: Situation Energétique du Bénin (Novembre 1994).

La totalité des produits pétroliers consommés est importée. De 1985 à 1995, environ 5% des produits sont transformés en énergie, 2,5% sont consommés à des fins non énergétiques et 93,6 % passent en consommation finale dont 22,3% vont à l'industrie, 64% au transport et 13,6% aux ménages et autres consommateurs. Le kérosène représente plus de 80% de la consommation des ménages.

D'après l'Institut National de La Statistique et de l'Analyse Economique (INSAE), jusqu'à 70% des produits pétroliers importés provenaient du Nigeria par fraude, le reste passe par le circuit de la Société de Commercialisation des produits Pétroliers (SONACOP) qui a en principe le monopole de l'importation et de la distribution des dits produits.

Au cours de la période sous revue, la consommation moyenne de gaz a été de 700 tep par an, entièrement importées.

2.2.1

Ressources

La prospection pétrolière au Bénin a commencé dans les années 60. Un gisement de pétrole commercialement exploitable a été découvert dans le gisement de Sèmè. En 1979, le gouvernement du Bénin a décidé de mettre en valeur ce gisement. La production a démarré en octobre 1982.

Le pétrole produit est un brut très lourd (22,7 API) qui est vendu au marché spot à un prix "Brent - 3 \$". Il existe une capacité de stockage de 2 x 250 000 barils on-shore liée à un terminal off-shore (à 10 km de la côte).

Le Bénin ne possède pas de raffinerie vu que son marché est trop exigu et que sa propre production de pétrole est trop limitée et ne durera probablement pas assez longtemps pour en justifier une. De plus, il existe déjà une surcapacité de raffinage dans la sous-région.

Actuellement, 6 puits sont en exploitation. Cinq autres sont à l'arrêt. La production a diminué progressivement en passant de 8000 barils/jour en 1985 à 2000 barils/jour en 1995.

Tableau 2.2.1/1: Extraction de pétrole brut (en millions de barils)

Année	Mbbl de pétrole brut extraits
1986	1,8
1987	1,9
1988	1,4
1989	1,3
1990	1,4
1991	1,4
1992	0,9
1993	1,1
1994	0,9
1995	0,7

Le gisement du Sèmè est un gisement relativement petit. La quantité totale de pétrole en place dans le réservoir H6 est estimée à environ 87 millions de barils avec un taux de récupération de 24%, soit environ 22 millions de barils de pétrole récupérable. Au 31 décembre 1995, 20 10⁶ barils avaient été produits et il restait donc encore une réserve prouvée de ca. 3 10⁶ barils. Cela veut dire que, sans développements nouveaux, la production se terminera fin 97.

Une étude récente des réservoirs H6 à H8 démontre l'existence de réserves prouvées encore non développées de l'ordre de $4 \cdot 10^6$ barils (réservoirs H7-1 et H6-5). Selon l'étude mentionnée, la production de ces réserves pourrait être faite dans des conditions économiques en forant 3 à 5 nouveaux puits. Dans la même étude, des réserves probables de l'ordre de $5,3 \cdot 10^6$ barils supplémentaires ont été estimées.

A ce jour, des négociations sont en cours avec de grandes compagnies pétrolières quant à l'exploitation de ces réservoirs profonds et en vue de la prospection de nouveaux gisements.

L'étude Beicip démontre également l'existence d'une réserve prouvée de gaz non associé de l'ordre de 43 milliards Scf ($1,2 \cdot 10^9 \text{m}^3$) (réservoir H8). Deux ou éventuellement trois puits seraient nécessaires pour fournir un approvisionnement fiable en gaz à un débit constant de 10 à $15 \cdot 10^6$ Scf par jour, sur une période de 5 ans. Les réserves cumulées prouvées et probables du réservoir H8 s'élèvent à 73 milliards Scf ($2,1 \cdot 10^9 \text{m}^3$) de gaz.

2.2.2 Approvisionnements en produits pétroliers

La SONACOP détient le monopole de l'importation, de la commercialisation et de la distribution des produits pétroliers sur le territoire béninois.

La cimenterie d'ONIGBOLO (SCO) est une exception à cette règle : elle importe la plus grande partie de ses produits pétroliers du Nigeria (surtout du fuel-oil).

Les ventes intérieures de la SONACOP pour la période 1980-1995 sont indiquées dans les annexes 2.2.2/1 (en $\text{k(m}^3\text{)}$) et 2.2.2/2 (en TJ). On constate une diminution spectaculaire de 1985 en 1991 des ventes en gasoil (- 44 %), en kérosène (- 62 %) et surtout en essences (- 84 %). A partir de 1992, les ventes reprennent et l'on note des augmentations aussi spectaculaires sur la période 91-95 pour le gasoil (x 2,3), le kérosène (x 6,5) et les essences (x 5,9).

La répartition des ventes intérieures de la SONACOP pour l'année 1995 est indiquée à l'annexe 2.2.2/3. Cette répartition est donnée:

- pour les stations de service: par type de produit et par département;
- pour les ventes en gros: par type de produit et par catégorie de consommateur.

Les variations très fortes au fil du temps dans les ventes intérieures de la SONACOP peuvent s'expliquer par deux phénomènes :

- a) Une commercialisation frauduleuse de produits pétroliers en provenance du Nigeria s'est développée pendant la dernière décennie à cause de la forte dépréciation du Naira, la monnaie nigériane et les produits pétroliers Nigériens ont été fortement subventionnés par le gouvernement fédéral Nigérien. Ce sont surtout les essences, le gasoil destiné au transport et le kérosène qui sont affectés par la fraude. Les ventes intérieures totales de la SONACOP et les importations de produits pétroliers non-enregistrées estimées pour la période 86-92 sont reprises dans le tableau 2.2.2/1 suivant :

Tableau 2.2.2/1: Ventes intérieures totales de produits pétroliers au Bénin (1986 - 1992)

		1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992
Ventes intérieures totales	T	134 840	122 230	110 259	97 598	84 956	69 233	74 959
SONACOP	%	80	71	62	54	46	36	32
Importations non-enregistrées	T	33 900	50 700	1988	81 600	100 000	125 000	159 000
(estimations)	%	20	29	38	46	54	64	68

La dévaluation récente (début 94) du FCFA par rapport au Naira d'une part, et l'augmentation des prix pétroliers au Nigeria d'autre part ont fait diminuer les importations du Nigeria. Actuellement, les importations non-enregistrées sont estimées à 30 % des ventes de la SONACOP, en ce qui concerne les essences, le gasoil destiné au transport et le kérosène.

- b) La récession économique de la période 1985-1990, caractérisée par une baisse du PIB du secteur secondaire et tertiaire (cfr. annexe 1.4.1/1) accompagnée d'une baisse significative du pouvoir d'achat de la population.

La SONACOP a diversifié ses sources d'approvisionnement. En 1994, 34 % des produits pétroliers provenaient du Nigeria, 30 % du Côte d'Ivoire, 9 % du Cameroun, 9 % de la France et 5 % des Pays-Bas. Le détail avec répartition par produit est représenté à l'annexe 2.2.2/4.

La SONACOP possède une capacité totale de stockage d'environ 100 000 m³ dont 90 000 m³ sont situés à COTONOU. D'autres possibilités de stockage existent à PARAKOU, NATITINGOU et BOHICON. Cette capacité de stockage est à confronter avec les ventes intérieures totales de produits pétroliers de la SONACOP qui s'élevaient en 1995 à quelques 260 000 m³.

Les prix de détail des principaux produits pétroliers pour la période 1986-1995 sont indiqués dans le tableau 2.2.2/2 ci-dessous.

On constate que les prix, exprimés en francs CFA courants, n'ont pratiquement pas varié depuis 8 ans.

Tableau 2.2.2/2: Prix de détail des principaux produits pétroliers (toutes taxes comprises)

(en FCFA)	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995
Essence super	131	165	175	175	175	175	175	175	175	175
Essence ordinaire	128	162	170	170	170	170	170	170	170	170
Kérosène	75	100	105	100	100	100	100	100	100	100
Gasoil	105	132	135	135	135	135	135	135	135	135

La structure des prix de vente des produits pétroliers par la SONACOP est donné à l'annexe 2.2.2/5.

2.2.3 Bilan pétrolier - Structure de la demande en produits pétroliers pour l'année 1995

Le bilan des produits pétroliers pour l'année 1995 a été établi sur base de données de la SONACOP (importations par type de produit, détail des ventes intérieures, estimation des importations frauduleuses), de la SCO (importation et consommation de fuel-oil) et du PPS (production du pétrole brut) ainsi que sur base d'une étude récente du secteur des transportsⁱ. Les bilans énergétiques relatifs à la consommation des produits pétroliers sont donnés à l'annexe 2.2.3/1 (en km³).et à l'annexe 2.2.3/2 (en TJ).

La consommation finale en 1995 des produits pétroliers est ventilée de la façon donnée au tableau 2.2.3/1 ci-après (sur base du bilan énergétique en TJ) :

Tableau 2.2.3/1: Répartition des consommations en produits pétroliers en 1995.

Essences	31 %	dont Super	12 %
		Normale	19 %
Kérosène	26 %		
Gasoil	28 %		
Fuel-oil	10 %		
Jet-fuel	5 %		
Gaz-butane	0.4 %		

La totalité de la consommation en essences, ainsi que 82 % de la consommation finale de gasoil, trouve son origine dans le secteur des transports.

Les divers sous-secteurs de l'industrie (15 %), et le secteur tertiaire (2 %) sont les autres consommateurs finaux de gasoil.

Le kérosène est utilisé principalement dans le secteur domestique pour des besoins de la cuisson et de l'éclairage.

81 % de la consommation finale de fuel-oil est destinée aux cimenteries (SCO); 11 % aux industries alimentaires, 6 % au secteur textile.

La consommation finale de produits pétroliers est répartie entre les différents secteurs comme indiqué au tableau 2.2.3/2 ci-après :

Tableau 2.2.3/2: Consommation finale des produits pétroliers par les secteurs économiques

Industrie	15%
Tertiaire (sauf transport)	0.6%
Transport	59%
Domestique	25%

Les produits pétroliers les plus utilisés dans les secteurs respectifs sont donnés au tableau 2.2.3/3 ci-après :

Tableau 2.2.3/3: Consommations sectorielles de produits pétroliers

Industrie	Fuel oil	70 %
	Gasoil	30 %
Tertiaire (sauf transport)	Gasoil	89 %
Transport	Essences	52 %
	Gasoil	39 %
	Jet-fuel	9 %
Domestique	Kérosène	99 %

Le secteur des transports est donc le plus grand consommateur de produits pétroliers (59 % du total). On peut faire la répartition donnée au tableau 2.2.3/4 suivant :

Tableau 2.2.3/4: Répartition de la consommation de produits pétroliers dans le secteur des transports

Transport aérien	9% (jet-fuel)
Transport maritime	3% (gasoil)
Chemin de fer	1.5% (gasoil)
Transport routier	86% (essence et gasoil)

Sur base de l'étude ("situation énergétique du Bénin", novembre 1994, Ecole Polytechnique de Lausanne), une répartition plus détaillée du transport routier peut être faite en se basant sur des données et des estimations concernant le nombre de véhicules, la répartition des véhicules par catégorie, la consommation spécifique moyenne et le kilométrage annuel moyen. De plus, nous avons fait l'approximation que toutes les voitures et les motos consomment de l'essence tandis que tous les camions et les bus consomment du gasoil. Pour les camionnettes, nous avons pris l'hypothèse moitié essence, moitié gasoil.

L'annexe 2.2.3/3 montre le détail de la consommation de carburants dans le transport routier en 1992, et ceci sur base de chiffres extraits de l'étude susmentionnée.

Partant du tableau pour 1992, en utilisant les mêmes clés de répartition et les mêmes consommations spécifiques, la répartition pour l'année 1995, donnée à l'annexe 2.2.3/4, a été établie en introduisant les estimations actuelles quant au nombre total de voitures et de motos. Le kilométrage annuel des différents types de véhicules est recalculé pour arriver à la consommation totale - en essences et en gasoil - telle qu'indiquée dans le bilan énergétique de 1995.

Une description sommaire du secteur d'activité, de la production et de la consommation énergétique des sociétés industrielles visitées par la mission de collecte de données de l'étude est ajoutée en annexe 2.2.3/5. Il s'agit des sociétés suivantes : SCO, CIMBENIN, SONAPRA, SOBETEX, SOBEBRA et SONICOG. Un tableau qui globalise la consommation énergétique pour l'année 1995 de ces sociétés est ajouté ci-après. Ces six sociétés représentent 77 % de la consommation finale de produits pétroliers dans le secteur industriel.

Concernant la consommation finale de fuel-oil, la cimenterie d'ONIGBOLO (SCO) joue un rôle clé : elle représente 81 % de la consommation finale de fuel-oil du pays. La SCO est autorisée à importer elle-même ses produits pétroliers du Nigeria. D'après des chiffres de la SCO, elle a utilisé 22,2 ktonnes de fuel-oil (921 TJ) en 1995.

Une grande partie de la consommation du gasoil dans le secteur industriel est destinée à l'autoproduction d'électricité : Des six sociétés visitées, trois sont aussi autoproductrices: la SOBEBRA coupe la pointe en utilisant son groupe électrogène 3 h par jour (19 à 22 h) (consommation en '95 : 459 m³ gasoil ou 16 TJ). Trois huileries de palme de la SONICOG sont autoproductrices (AGONVY, HINVI, HOUIN) (consommation en '95 : 293 m³ gasoil ou 10 TJ). La SONAPRA (9 usines + 3 privées) consomme de l'électricité pour l'égrenage de coton. Actuellement, seulement 2 usines sont raccordées au réseau SBEE. Le raccordement de 2 autres est prévu. Les autres usines sont autoproductrices (consommation en '95 du gasoil : 3796 m³ ou 133 TJ).

Au total, quelques 159 TJ de gasoil sont donc destinés à l'autoproduction d'électricité (ce qui correspond à une autoproduction d'environ 15 GWh (pour une consommation annuelle nationale de 250 Gwh)) soit environ 6%.

2.2.4

La prévision de la demande en produits pétroliers

Avant de décrire la prévision de l'évolution de la consommation en produits pétroliers du Bénin, il importe de remarquer que le comportement erratique des séries statistiques de consommation en produits pétroliers rend impossible toute tentative de mise en corrélation de la consommation avec les données de PIB, voire même de simple extrapolation statistique des tendances du passé.

Dès lors, il a fallu recourir à l'extrapolation des consommations en se basant sur des règles de proportionnalité qui ont été déterminées à l'examen des informations récoltées lors de la mission de collecte de données du projet et par comparaison avec des situations similaires relevant de l'expérience du consultant.

Les prévisions ont été effectuées de manière détaillée pour les entreprises industrielles importantes consommatrices, pour le secteur des transports et pour le secteur domestique. Ces prévisions ont été complétées par des extrapolations des consommations du secteur agricole et du secteur tertiaire (hors transports).

2.2.4.1

Demande du secteur industriel

La demande à moyen terme (pour l'an 2000) des sociétés industrielles visitées par la mission a été estimée cas par cas se basant sur des informations récoltées sur place. Au-delà de l'an 2000, il devient plus difficile d'établir des prévisions adéquates pour des sociétés individuelles. Les résultats de la prévision de consommation en produit pétrolier des entreprises visitées sont repris à l'annexe 2.2.4.1/2. Les hypothèses sous-jacentes sont reprises dans l'annexe 2.2.4.1/1.

Pour la période 1995-2000, on arrive à la prévision globale donnée au tableau 2.2.4.1/1 suivant pour l'ensemble des six sociétés visitées :

Tableau 2.2.4.1/1: Taux de croissance de la demande en produits pétroliers pour les sociétés industrielles importantes.

Gasoil	Constant (à cause d'une diminution de l'autoproduction d'électricité de la SONAPRA)
Fuel-oil	+ 4,7% par an
Electricité	+ 4,4% par an

La stagnation de la demande de gasoil est due au fait que la SONAPRA - consommateur important de gasoil pour l'autoproduction d'électricité - prévoit le raccordement de deux usines supplémentaires au réseau SBEE. Faisant abstraction de cet effet, le taux d'accroissement de la consommation finale en gasoil serait aussi de l'ordre de 5 % par an.

La demande future du secteur industriel dans son ensemble est donnée à l'annexe 2.2.4.1/3. La croissance de la demande résulte d'une part, du taux d'accroissement de la demande des sociétés existantes, et d'autre part, de la demande de nouvelles sociétés qui apparaîtront. Par comparaison avec l'évolution constatée dans d'autres pays, le taux d'augmentation de la demande de produits pétroliers est estimé à 1,5 % au-dessus du taux d'augmentation prévu pour le PIB du (sous)-secteur industriel concerné.

2.2.4.2 La consommation domestique en produits pétroliers

Le kérosène (pétrole lampant) et le gaz butane sont consommés essentiellement dans le secteur domestique.

Il est supposé que la consommation de ces produits évoluera proportionnellement avec la croissance de la population.

De plus, l'augmentation éventuel du pouvoir d'achat des ménages entraînera une plus grande consommation de pétrole lampant par habitant qui, dans les villes, pourrait se substituer à long terme par l'éclairage électrique. C'est dans les villes d'ailleurs, que l'augmentation de la population sera la plus prononcée.

L'annexe 2.2.4.2/1 donne l'évolution future de la consommation de produits pétroliers au Bénin dans le secteur domestique.

2.2.4.3 La consommation du secteur des transports en produits pétroliers

Le secteur des transports est le plus grand consommateur de produits pétroliers (59 % en 1995). Pour les prévisions de la demande de produits pétroliers, l'on se basera sur le scénario moyen d'une étude à long terme récente de la demande d'énergie de ce secteur.

Les taux d'augmentation suivants ont été déduits pour les différents types de transport sont donnés au tableau 2.2.4.3/1 ci-après :

Tableau 2.2.4.3/1: taux de croissance des consommations des différents types de transport.

Type de transport	Taux d'augmentation (%/an)
Voitures	5,1
Motos	4,7
Camionnettes	4,9
Bus & minibus	4,9
Camions	4,8
Autres	5,0
Chemins de fer	5,9
Transport aérien	0,9
Transport maritime & fluvial	3,7

Ceci correspond avec les augmentations données au tableau 2.2.4.3/2 ci-après et exprimées par type de carburant :

Tableau 2.2.4.3/2: Taux de croissance de la demande en carburants du secteur des transports

Type de carburant	Taux d'augmentation (%/an)
essences	5,1
gasoil	4,8
jet fuel	0,9
Total	4,5

A titre de comparaison, on présente au tableau 2.2.4.3/3 ci-après aussi les taux d'augmentation pour les différents carburants dans les scénarios bas et haut :

Tableau 2.2.4.3./3: Sensibilité des taux de croissance de la demande en carburant du secteur des transports.

Type de carburant	Taux d'augmentation (%/an)		
	Scénario bas	Scénario moyen	Scénario haut
essences	2,7	5,1	9,7
gasoil	4,4	4,8	7,1
jet fuel	0,6	0,9	2,9
Total	3,3	4,5	8,0

La prévision de la demande future du secteur des transports en produits pétroliers pour les années 2000, 2005, 2010, 2015 et 2020 est donnée à l'annexe 2.2.4.3/1.

2.2.4.4 Prévisions de la consommation finale de produits pétroliers (2000 - 2020)

Les prévisions pour le secteur industriel, le domestique et le transport qui précèdent, complétées par les prévisions pour la demande de produits pétroliers dans l'agriculture et le tertiaire (sauf transport) — qui suivent par hypothèse la prévision du PIB du secteur respectif — fournissent les prévisions globales de l'évolution de la consommation finale (donc hors secteur électrique) en produits pétroliers présentées par période de cinq ans à l'annexe 2.2.4.4/1.

2.2.5 Les potentialités d'approvisionnement du Bénin en produits pétroliers

En 1994, 84% des importations proviennent de l'Afrique de l'Ouest et du centre, les principaux fournisseurs étant le Nigeria (34%), la Côte d'Ivoire (30%) et le Cameroun (9%). Le Nigeria et le Cameroun produisent du pétrole; la Côte d'Ivoire raffine du pétrole importé sur le marché international.

La consommation du Bénin restera marginale par rapport au potentiel de livraison de ces trois pays de la sous-région. Il est par conséquent possible d'admettre que son approvisionnement en produits pétroliers sera influencé uniquement par les conditions du marché international quant au prix des produits pétroliers, sans qu'il faille prévoir de contraintes quant aux quantités livrables à l'horizon de 25 ans.

Le Bénin continuera à importer ses produits pétroliers pendant la période couverte par l'étude. Il faut donc fixer des hypothèses de prix de ces produits afin d'être en mesure de calculer correctement le coût économique d'alimentation du pays en produits pétroliers jusque 2020.

Les prix des produits pétroliers sont conditionnés par le prix du pétrole brut de référence des marchés sur lesquels le Bénin s'approvisionnera. Dans le cas présent, il s'agit des marchés de l'Afrique de l'Ouest pour lesquels le brut de référence est le Bonny Light du Nigéria. On admettra une hypothèse de prix constant évoluant comme indiqué au tableau 2.2.5/1 ci-après:

Tableau 2.2.5/1: Hypothèse de variation du coût de pétrole brut

	Prix du brut Bonny Light en USD de janv. 1996
Période 1996 - 2000	Prix constant à 20 USD/ bbl
Période 2000 - 2010	Prix constant à 25 USD / bbl
Période 2010 - 2020	Prix constant à 30 USD/ bbl

L'hypothèse de coût présentée ici prend en compte les phénomènes suivants:

- A court terme, les disponibilités de pétrole en mer du Nord, le retour possible de l'Irak sur le marché du pétrole brut et la poursuite des efforts de rationalisation dans les pays ex-soviétiques compenseront la croissance de la demande mondiale due à l'augmentation de l'activité économique et au développement de nombreux pays.
- A moyen et long terme, il faut supposer que la croissance de l'activité économique mondiale entraînera des tensions sur les marchés pétroliers et par conséquent une augmentation du prix du pétrole brut.

Les prix des produits pétroliers sur les marchés internationaux ont été calculés sur base des hypothèses suivantes (*Source: B. Chevalier, Shell France*):

- $Prix\ du\ gasoil\ (USD/bbl) = 1.21 \times Prix\ du\ brut\ Bonny\ Light\ (USD/bbl)$
- $Prix\ de\ l'essence\ carburant\ (USD/ton) = prix\ du\ gasoil\ (USD/ton) + 5\ USD/ton$

- $\text{Prix du gasoil (USD/ton)} = \text{prix du fuel oil 1\%S (USD/ton)} + 55 \text{ USD/ton}$
- $\text{Prix du fuel oil 1\%S (USD/ton)} = \text{prix du fuel oil 3\%S (USD/ton)} + 15 \text{ USD/ton}$
- $\text{Prix du kérosène} = \text{prix du gasoil}$
- $\text{Prix de l'essence aviation} = 1.1 \times \text{prix du gasoil}$

Les coûts différentiels des produits sont liés entre eux par une marge fixe, généralement dépendante des caractéristiques technico-économiques des unités de cracking dans les raffineries.

Les coûts économiques du transport, du stockage au Bénin doivent être ajoutés pour obtenir le coût économique des combustibles pétroliers rendus au Bénin. Ce coût est donné à l'annexe 2.2.5.1/1. Les coûts économiques y sont calculés pour une hypothèse du prix du pétrole brut de 20USD/bbl. La figure 2.2.5.1/1 ci après illustre l'évolution de ces coûts pour différentes valeurs du pétrole brut.

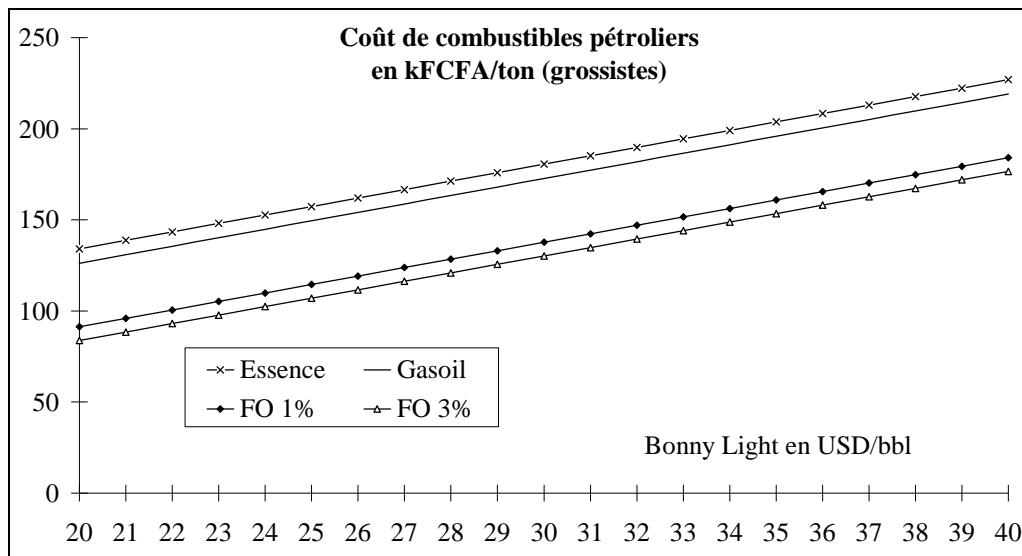


Figure 2.2.5.1/1: Coût économique des combustibles pétroliers en fonction du prix du pétrole brut.

Enfin, le coût du transport hors Cotonou, vers l'intérieur du pays peut être évalué à 50 FCFA/tonne.km.

2.3 Le Sous-Secteur Electrique

2.3.1 Introduction au secteur électrique Béninois

En 1992, l'énergie électrique représentait environ 2% de la consommation énergétique du Bénin malgré les potentialités hydroélectriques du pays (estimées à 1010 GWh par an).

La Communauté Electrique du Bénin, compagnie binationale de production et de transport d'électricité pour le Bénin et le Togo, importe l'électricité du Ghana (Volta River Authority) et de la Côte d'Ivoire (Compagnie Ivoirienne d'Electricité). En 1987, le barrage hydroélectrique de Nangbéto, sur le Mono, avec une capacité de 170 GWh est entré en production. Le 1 janvier 1995, le contrat avec la CIE est entré en vigueur.

La Société Béninoise d'Electricité et d'Eau qui assure la distribution d'électricité possède quelques centrales thermiques et construit actuellement (1996) une micro centrale hydroélectrique à Natitingou (2X480 kW de puissance nominale, équipée dans une première phase d'un groupe de 480 kW, hauteur de chute de 123m).

Au 31 Décembre 1994, les longueurs totales des réseaux moyenne tension (MT) et basse tension (B.T.) sont respectivement de 875 km et 1552 km.

Le nombre d'abonnés desservis est passé de 57320 en 1990 à 110236 en 1995.

La consommation d'électricité est passée de 188 GWh en 1991 à 246 GWh en 1995.

En ce qui concerne l'énergie solaire photovoltaïque, plusieurs villages solaires ont été installés dès 1993.

Environ 90% de l'énergie électrique consommée est importée. Elle est d'origine hydraulique.

D'après l'étude sur la " Situation Energétique au Bénin " citée plus haut, la consommation d'électricité se présente en 1992 comme indiquée au tableau 2.3.1/1 ci-après:

Tableau 2.3.1/1: Consommation d'électricité en 1992

	k tep
Industries	28
Ménages et autres consommateurs	18
Consommation totale	46

En 1995, la CEB a cédé l'électricité à la SBEE à 38 FCFA/kWh et à la Société Cimentière d'Onigbolo à 40 FCFA/kWh.

La SBEE vend l'électricité aux tarifs indiqués au tableau 2.3.1/2 ci-après (hors TVA):

Tableau 2.3.1/2: tarifs de vente d'électricité de la SBEE.(Janvier 1996)

	Tarif de vente SBEE en FCFA/kWh
<i>Basse tension</i>	
Eclairage	de 53 à 73
Force motrice	66
<i>Moyenne tension</i>	
Hôtels	71
Industries	41

2.3.2 La production d'électricité pour le Bénin et la Communauté Electrique du Bénin

En dépit des limites de son potentiel hydrologique propre, le Bénin a pu faire appel dans de très larges proportions à l'électricité d'origine hydraulique, depuis 1973, par le biais de la CEB. Comme on peut le voir sur la figure 2.3.2/1 ci-dessous, les achats d'énergie à la CEB constituent la part prépondérante de l'approvisionnement électrique du pays (cette part est proche de 90 %, sauf sécheresse exceptionnelle comme en 1994).

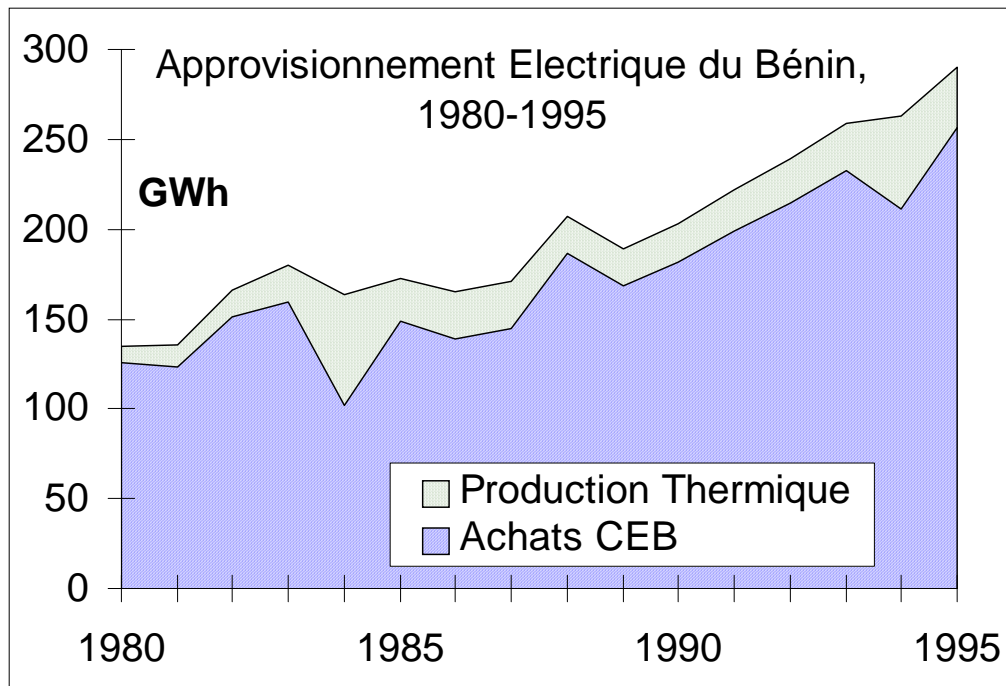


Figure 2.3.2/1: Approvisionnement électrique du Bénin.

L'énergie transportée sur le réseau de la CEB provient d'une part de la centrale électrique de Nangbeto, mise en service en septembre 1987 sur le fleuve Mono en territoire Togolais (66 MW, 170 GWh/an en moyenne), et d'autre part d'importations en provenance du barrage d'Akossombo au Ghana et également, en 1995, de Côte-d'Ivoire. L'énergie totale injectée sur le réseau CEB s'est chiffrée, en 1995, à 713 GWh dont 251 GWh en provenance de Nangbeto, 290 GWh achetés à la VRA (Ghana) et 172 GWh achetés à la CIE (Côte-d'Ivoire). Le prix moyen de l'énergie achetée par la CEB s'élevait en 1995 à 25.52 FCFA/kWh pour les achats à la VRA et 36 FCFA/kWh pour les achats à la CIE.

En cette même année, la CEB a vendu un total de 679 GWh dont 5 GWh au Ghana (prix de vente moyen 33.98 FCFA), 417 GWh au Togo (p.v. moyen 38.39 FCFA) et 257 GWh au Bénin (p.v. moyen 38.21 FCFA).

En raison des contraintes liées à la satisfaction de la demande intérieure ghanéenne, la VRA a été amenée en 1994 à baisser de 20% ses fournitures d'électricité à la CEB. Néanmoins, grâce aux investissements en cours de réalisation, il est probable que cette baisse ne soit que conjoncturelle. Parmi les autres options qui se présentent à la CEB pour couvrir ses besoins à long terme, on peut mentionner (en plus des projets hydroélectriques de Kétou, Olougbe et Assanté) le projet de développement de la centrale hydroélectrique d'Adjarala, sur le Mono en aval de Nangbeto. Cette centrale (barrage à buts multiples) afficherait une puissance nominale de 100 MW pour une énergie

productible moyenne de 325 GWh. Le coût total de l'investissement a été réestimé, en septembre 1995, à 88 milliards FCFA.

D'autres solutions existent cependant pour diversifier les sources d'approvisionnement de la CEB. Ainsi, les différents pays concernés étudient à l'heure actuelle la possibilité d'interconnecter le réseau du Nigéria avec celui de la CEB, lui-même déjà relié aux réseaux ghanéen et ivoirien. Une telle interconnexion permettrait de tirer le meilleur parti de la diversité des ressources de la sous-région. Les centrales thermiques du Nigéria, bénéficiant du faible coût des combustibles dans ce pays, pourraient en effet compenser les déficits temporaires ou saisonniers inhérents aux systèmes majoritairement hydrauliques du Ghana et de la Côte-d'Ivoire. Inversement, le marché nigérian pourrait absorber sans difficulté les excédents de puissance disponible aux heures creuses dans ces deux pays. Le système de la CEB, situé entre ces deux pôles, ne pourrait que tirer profit d'une telle situation d'offre diversifiée.

2.3.3

Le réseau électrique Béninois

Le réseau de transport interconnecté du Bénin (voir schéma en annexe 2.3.3/1) s'est développé dans la zone côtière, au sud du pays, au départ du système interconnecté en 161 kV reliant le barrage d'Akossombo aux villes de Lomé et de Cotonou. Au départ de cette ligne, des extensions en 63, 20 et 15 kV alimentent Lokossa, Porto-Novo et Ouidah. Le réseau 161 kV se prolonge au Nord-Est de Cotonou vers Sakété et Onigbolo afin d'alimenter la cimenterie SCO (Société des Ciments d'Onigbolo). Ce réseau transporte essentiellement de l'électricité d'origine hydraulique (CEB), mais aussi, au besoin, l'énergie thermique fournie par la centrale diesel d'Akpakpa (banlieue est de Cotonou), dont la puissance installée s'élève à 25 MW. Cette centrale est alimentée au fuel-oil et au gasoil, en proportion variable suivant la disponibilité de ces combustibles et le régime de fonctionnement de la centrale.

Depuis 1994, les villes de Bohicon et d'Abomey (département du Zou) sont reliées au réseau interconnecté par une ligne directe 161 kV venant de Nangbeto. De Bohicon, une ligne 63 kV vers Dassa-Zoumé constitue l'amorce d'une extension du réseau vers la région centrale du pays.

Dans les zones non couvertes par le réseau interconnecté, une quinzaine de centrales diesel alimentent les principaux chefs-lieux de départements et de sous-préfectures au travers de réseaux locaux. On trouvera en annexe 2.3.3/2 la liste de ces unités et leurs principales caractéristiques.

2.3.4

Le fonctionnement actuel du système électrique Béninois

Les chiffres de vente fournis par la SBEE et la CEB ont servi à l'établissement du tableau 2.3.4/1 ci-dessous, qui présente la décomposition par département des achats, productions et ventes pour l'année 1995. La répartition par départements des achats à la CEB et de la production thermiques ont été en partie estimés. On voit que, en plus des 257 GWh achetés à la CEB, la SBEE a produit, en 1995, 34 GWh sur base thermique, dont 15 GWh à Akpakpa (Atlantique) et 11 GWh à Parakou (Borgou).

Le département de l'Atlantique, comprenant Cotonou, se taille la part du lion de la consommation nationale, avec 68 % du total. Suit l'Ouémé, avec 17 % du total, dont près des deux tiers (27 GWh) se rapportent à la seule cimenterie d'Onigbolo.

Le taux de pertes global observé en 1995 est de 14 %, ce qui est tout-à-fait raisonnable en apparence; il faut cependant souligner que les achats à la CEB sont comptabilisés au niveau des points d'injection dans le réseau SBEE (Lokossa, Vedoko, Onigbolo, etc) et que les pertes sur le réseau 161 kV sont donc prises en compte au niveau de la CEB.

Tableau 2.3.4/1: Achats et production d'électricité par département en 1995

	Achats CEB	Production Thermique	Total	Ventes
Atlantique	182,16	14,73	196,89	163,68
Ouémé	49,60	0,05	49,65	45,52
Mono	14,80	0,00	14,80	13,62
Zou	9,87	1,62	11,49	9,60
Borgou	-	12,84	12,84	10,37
Atacora	-	3,90	3,90	3,53
Total	256,43	33,14	289,57	246,32

Durant la décennie 1985-95, la croissance de la consommation totale d'électricité a été assez soutenue, avec un taux de croissance annuel moyen de 5.9 %. Les taux de croissance moyens relatifs aux consommations en basse et moyenne tension ont été respectivement, pour cette période, de 6.5 % et 5.0 %. Ces taux moyens masquent cependant un profil d'évolution très contrasté, avec une croissance forte de la demande MT entre 1989 et 1992, suivie d'un recul jusqu'en 1995, tandis que les ventes BT ont stagné jusqu'en 1992 avant de croître sensiblement après cette date. A l'heure actuelle, la part des ventes basse tension représente environ 53 % du total, contre 50 % en 1985. On trouvera en annexe 2.3.4/1 le détail des statistiques de vente depuis 1980, ainsi que des graphiques d'évolution des ventes par département et niveau de tension. Ces décompositions résultent d'estimations propres pour l'année 1995, les chiffres de vente officiels n'étant pas encore disponibles avec ce niveau de détail.

Le nombre d'abonnés s'est accru plus rapidement que la consommation au cours de la dernière décennie, tant en basse tension (9.2 % par an de 1985 à 1994) que, dans une moindre mesure, en moyenne tension (5.2 %). En d'autres mots, la consommation moyenne annuelle par abonné a diminué, passant pour cette même période de 325 à 313 MWh en MT et de 1561 à 1166 kWh en BT.

En termes de puissance appelée, la pointe maximale observée sur le réseau interconnecté est de 41.1 MW pour l'année 1994, ce qui se traduit par un facteur de charge de 59 % ou 5134 h d'utilisation moyenne de la pointe.

2.3.5 Projection de la demande d'électricité

Les projections de la demande d'électricité reposent sur l'extrapolation statistique de ses deux composantes principales: l'énergie consommée en moyenne tension et l'énergie consommée en basse tension. Les prévisions d'évolution de ces deux composantes de la demande d'électricité sont décrites ci-après.

2.3.5.1. Basse Tension

Une projection de base de la demande électrique en basse tension pour la période étudiée (1995-2020) a été élaborée suivant deux approches distinctes, l'une de type économétrique et l'autre de type analytique.

La première approche a consisté à établir les paramètres d'une régression linéaire multiple liant l'évolution de la consommation BT à un certain nombre de variables explicatives bien choisies. Cet exercice a été réalisé au niveau national sur base de séries d'observations historiques portant sur la période 1983-1995. Les variables explicatives suivantes ont successivement été considérées, seules ou en association avec d'autres: PIB total, PIB tertiaire, population totale, population urbaine et extension totale du réseau BT. La formule de régression qui est apparue la plus significative est la suivante:

$$\text{Consom. BT} = 0.027 * \text{Pib tert.} + 0.00056 * \text{Pop.tot.} + 0.040 * \text{Ext.rés.} + 35.673$$

Le PIB étant exprimé en GFCFA constants de 1985, la population en milliers d'habitants, l'extension du réseau en km et la consommation en GWh.

Il faut cependant noter qu'en raison notamment des séries historiques relativement courtes qui ont pu être reconstituées, la qualité statistique de cette régression est relativement décevante, avec un coefficient de détermination $r^2 = 0.85$.

C'est pourquoi il est apparu opportun, afin d'étayer ou d'infirmier les résultats de ce calcul économétrique, de faire appel à une seconde méthode, de type analytique cette fois. On trouvera en annexe 2.3.5.1/1. un tableau détaillant les données intervenant dans ce calcul.

La projection de demande est établie cette fois département par département, et basée sur l'évolution prévue du nombre d'abonnés BT et de leur consommation moyenne, au cours de la période étudiée.

Le nombre d'abonnés dépend essentiellement de l'extension kilométrique du réseau dans chacun des départements, au travers d'un ratio de longueur moyenne de réseau par abonné dont on a porté à la figure 2.3.5.1/1, ci-dessous, l'évolution historique pour chacun des départements.

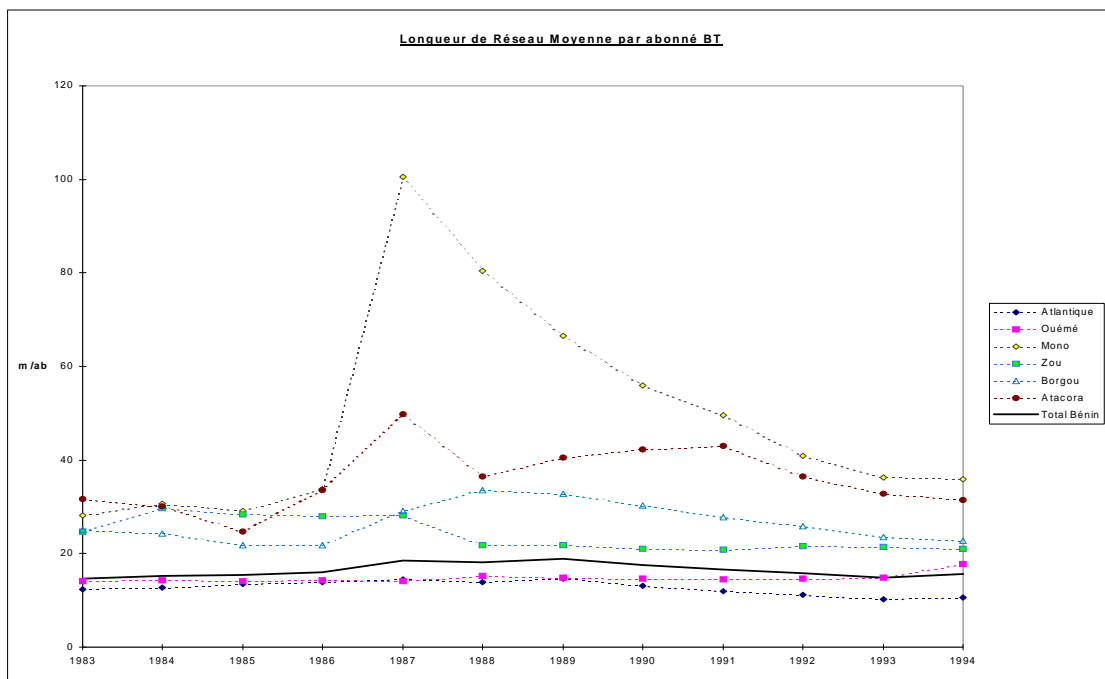


Figure 2.3.5.1/1: Longueur des réseaux moyenne par abonné BT

On peut voir sur ce graphique que la longueur moyenne de réseau par abonné, toute différente qu'elle soit d'un département à l'autre (en raison notamment de densités de population très variables), reste remarquablement constante avec le temps, aux alentours de 15 à 16 mètres par abonné en moyenne nationale. On constate bien sûr des déviations ponctuelles correspondant à des pointes d'investissement particulières, telles en 1987 dans le Mono et l'Atacora, mais ces pointes sont bien vite atténuées et le ratio considéré retrouve son niveau naturel après trois ou quatre ans. On adoptera donc ici l'hypothèse que la longueur moyenne de réseau par abonné BT reste constante pour chaque département à l'horizon 2020. Ce ratio s'échelonne de 11 m pour l'Atlantique à 36 m pour le département du Mono.

L'extension future du réseau dans chacun des départements, quant à elle, a été déterminée sur base du plan de distribution détaillé dans le rapport du *Plan Directeur de Production, Transport et Distribution de l'Energie Electrique* (SBEE - Janvier 1996).

Enfin, l'évolution des consommations moyennes par abonnés a suivi dans le passé, comme on peut le constater sur la figure 2.3.5.1/2 suivante, une tendance continue à la baisse dans tous les départements. Cette tendance a été supposée se maintenir à l'avenir mais à un rythme ralenti de 1 % par an seulement (contre 3.8 % sur la période d'observation), afin de tenir compte de l'amélioration progressive du pouvoir d'achat moyen des consommateurs.

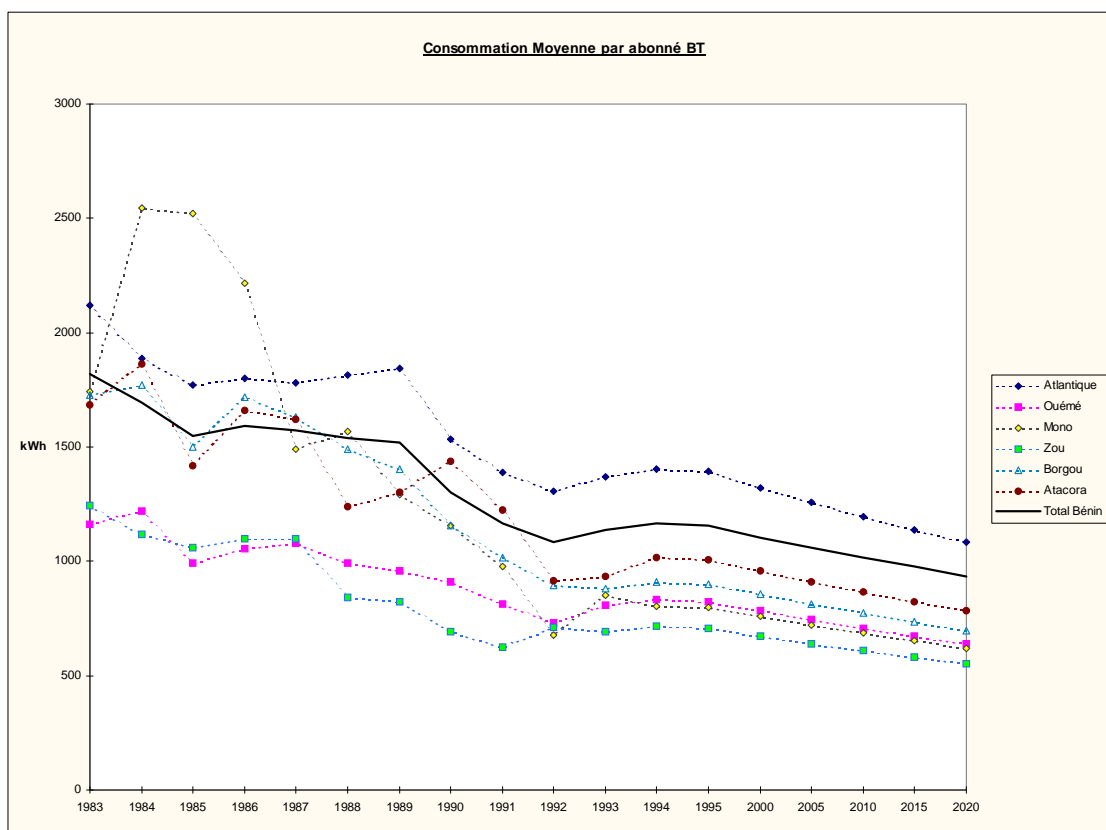


Figure 2.3.5.1/2: Consommation moyenne par abonné BT

Ayant déterminé l'évolution future du nombre d'abonnés et des consommations moyennes, il ne reste plus qu'à calculer la consommation totale par département, et pour l'ensemble du pays, jusque 2020. Les résultats de ces calculs sont présentés en détail dans le tableau de l'annexe 2.3.5.1/1 et de manière globale sur la figure 2.3.5.1/3 ci-dessous. A titre de comparaison, la projection établie de manière économétrique a été portée sur le même graphique. Le taux de croissance annuel moyen de cette projection est de 4.15 % (contre 3.46 % pour la projection économétrique).

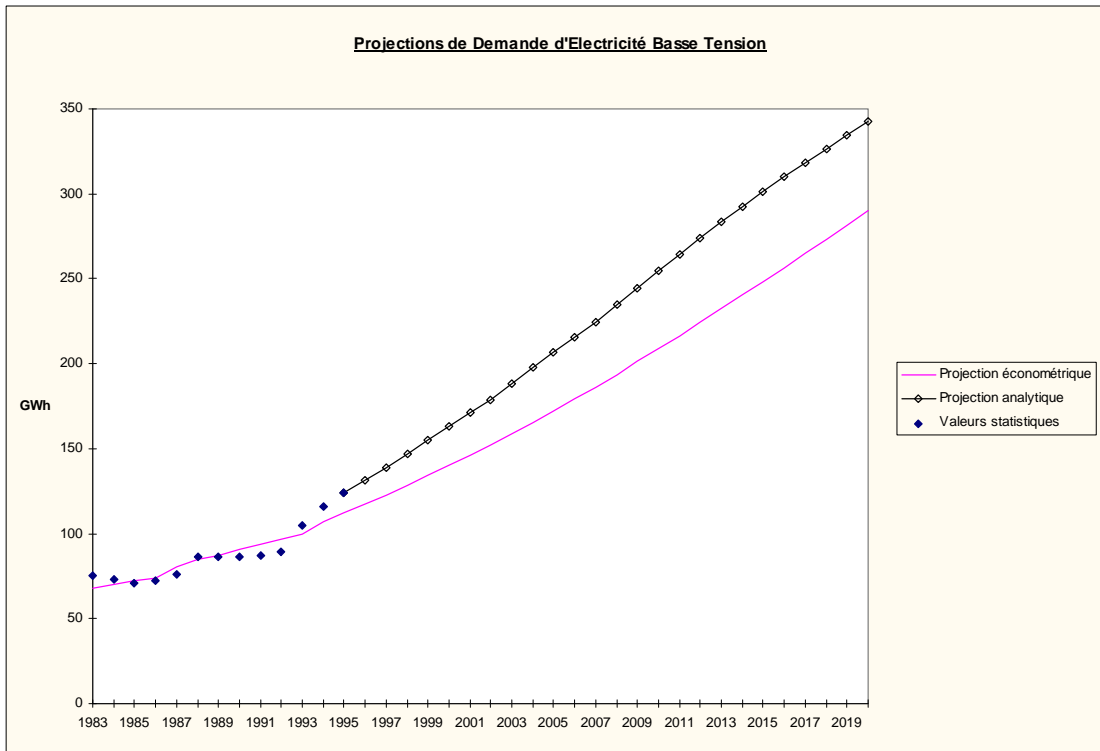


Figure 2.3.5.1/3: Prévission de la consommation Basse Tension

2.3.5.2

La consommation en Moyenne Tension

Similairement à ce qui a été fait pour la basse tension, une approche synthétique au niveau national a été complétée d'une approche de type analytique au niveau départemental.

La première méthode a consisté, ici encore, à établir les coefficients d'une formule de régression linéaire multiple. De l'ensemble des calculs effectués sur cette base, la formule de régression suivante a été choisie:

$$\text{Consom. MT} = 0.064 * \text{Pop.urb.} + 0.447 * \text{Pib sec.} - 47.072$$

Cette régression est caractérisée par un coefficient de détermination $r^2 = 0.93$, ce qui peut être considéré comme satisfaisant.

L'approche analytique, quant à elle, est basée sur un découpage du marché moyenne tension par départements et par centres, identifiant explicitement les principaux consommateurs et groupant les consommateurs moins importants par secteurs (agriculture, industrie, tertiaire). La décomposition des ventes MT pour l'année 1995 a pu être estimée sur base d'une part de la structure détaillée du marché en l'année 1991 (extraite du rapport *Assistance à la SBEE pour l'Actualisation de sa Politique Tarifaire*, Rapport Provisoire, déc. 1993), et d'autre part des résultats de l'enquête réalisée, dans le cadre de la présente étude, auprès des principales entreprises du pays. Le tableau en annexe 2.3.5.2/1 présente en détail la distribution estimative du marché moyenne tension 1995.

Les chiffres mentionnés proviennent soit des données fournies directement par les clients visités, soit d'extrapolations au départ des chiffres 1991 et de l'évolution du PIB de la branche concernée (chiffres en italiques), soit encore de la consommation estimée des nouveaux abonnés (non présents en 1991), qui a été répartie au prorata du nombre de nouveaux abonnés répertoriés dans chaque département entre 1991 et 1994 (chiffres italiques également). La part du marché se rapportant aux entreprises visitées en 1996 représente environ 40 % du total.

Le graphique 2.3.5.2/1 ci-dessous illustre la répartition sectorielle des ventes MT en 1995, telle qu'elle résulte des estimations décrites ci-dessus. On peut noter la part importante constituée par les cimenteries, dont la SCO d'Onigbolo représente à elle seule 23 % du marché MT national.

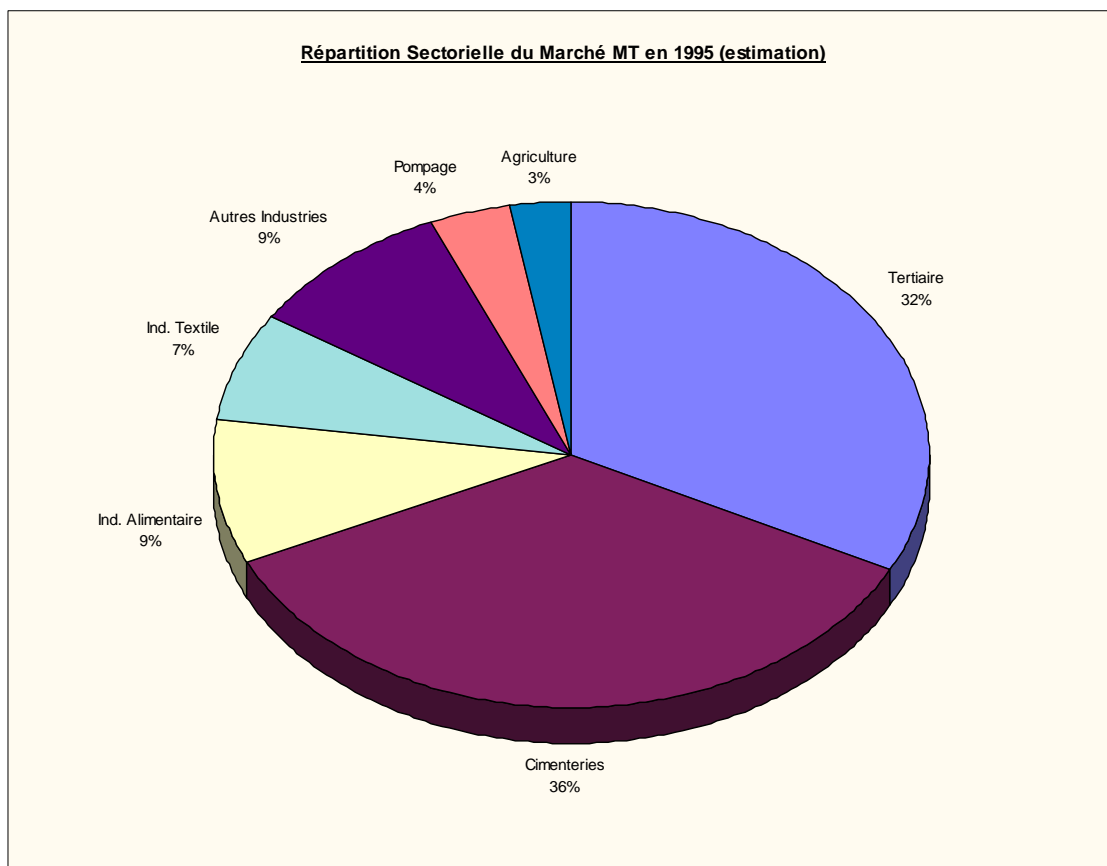


Figure 2.3.5.2/1: Répartition des ventes MT en 1995

Les projections de demande ont été établies sur base du même découpage (voir tableau en annexe 2.3.5.2/2). L'évolution à long terme de la consommation de chaque entreprise individuelle (ou agrégat de petites entreprises) a été déterminée en fonction de l'évolution du PIB de la branche d'activité correspondante, en tenant compte d'une élasticité de 1.5 de la consommation par rapport au PIB. Cela signifie qu'un accroissement de 10 % du PIB de la branche alimentaire, par exemple, se traduira par une augmentation de 15 % de la demande énergétique

de chaque entreprise de cette branche. Cette hypothèse d'une élasticité de 1.5 a été adoptée sur base des élasticités observées dans divers pays africains (relatives à leur consommation électrique *totale*) et de celle observée en moyenne au Bénin sur la période 1983/1995; ces éléments sont fournis en annexe 2.3.5.2/3.

L'évolution de la demande à court et moyen terme (jusque 2000) a par contre été déterminée, pour les entreprises visitées en 1996, sur base des éléments d'information fournis directement par les industriels eux-mêmes. Ces prévisions tiennent donc compte d'éventuelles limites de capacité de production ou, au contraire, de projets fermes de développement de leur activité.

La projection globale de la demande MT résultant de ces calculs est présentée sous forme graphique ci-dessous (figure 2.3.5.2./2), de même que celle établie sur base économétrique (on trouvera les valeurs chiffrées en annexe 2.3.5.2/4). On constate que, contrairement au cas de la basse tension, ces deux projections sont en réalité très proches.

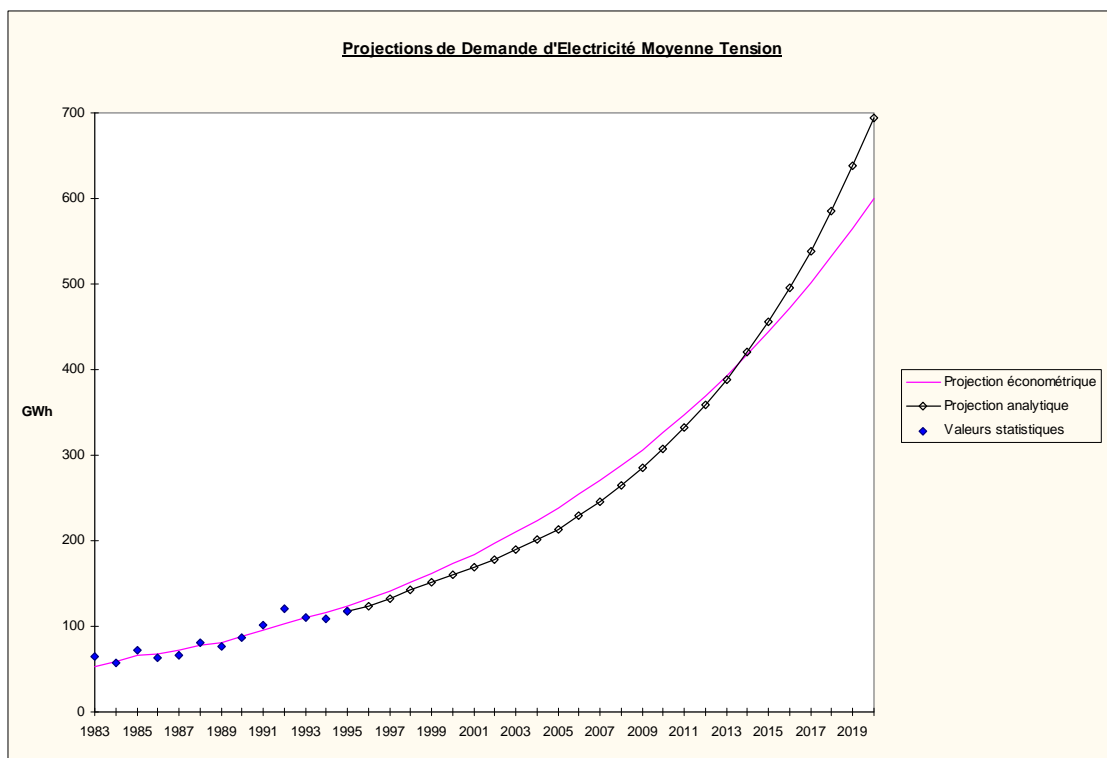


Figure 2.3.5.2/2: Projections de consommations énergétiques Moyenne tension

Les deux projections illustrées se caractérisent en effet par un taux de croissance annuel moyen respectivement de 7.39 % (projection analytique) et de 6.76 % (projection économétrique).

Les projections des consommations totales d'électricité sont illustrées sur le graphique 2.3.5.2/3 ci-dessous

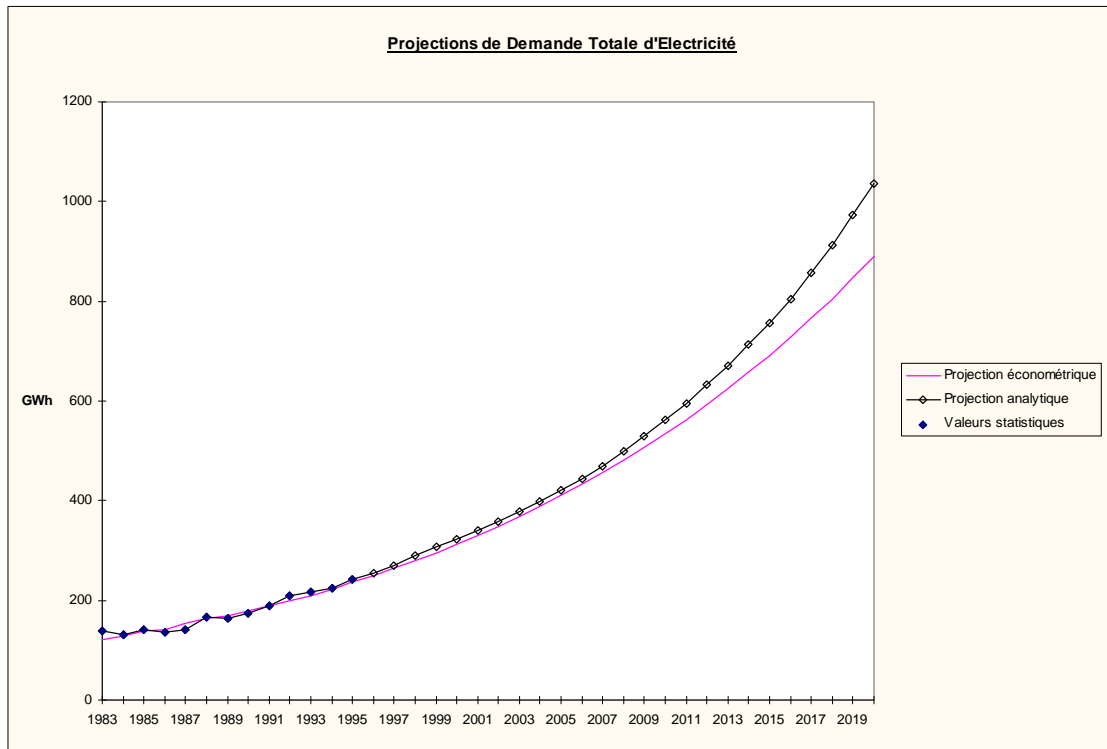


Figure 2.3.5.2/3: Projections des consommations totales d'électricité au Bénin.

2.3.6 Les potentialités d'approvisionnement en électricité

2.3.6.1 Rappel des conditions d'approvisionnement actuelles

De 1991 à 1995, la consommation d'électricité a évolué comme suit:

Tableau N° 2.3.6.1/1 Offre et consommation d'électricité en milliers de kWh

Libellé	1991	1992	1993	1994	1995
Importation (VRA et CIE)	198.700	214.234	232.860	210.230	252.770
Production	22.900	24.889	26.173	51.878	27.550
Disponible	221.600	239.123	259.033	262.108	280.320
Consommation	188.510	207.501	215.889	224.977	238.272

Source : Rapport sur l'état de l'économie nationale citant la SBEE.

L'année 1994 est exceptionnelle, puisque le délestage de 20% effectué par la VRA a poussé la SBEE à faire davantage appel au thermique.

Le Bénin dépend de l'extérieur pour 90% de sa consommation.

La SBEE achète l'électricité à la CEB qui importe du Ghana auprès de la Volta River Authority (RVA), sur la base d'un contrat de 10 ans renouvelable. Le contrat en cours prendra fin en 1997. Il garantit une puissance de 50 MW. Mais en août 1994, pour raison de faible hydraulité au barrage d'Akossombo, la puissance garantie était tombée à 40 MW. Cette baisse était circonstancielle. Cette puissance est en effet depuis remontée à 50MW. Depuis le 1er Janvier 1995, la CEB s'approvisionne à partir de la Côte d'Ivoire (Compagnie Ivoirienne d'Electricité), sur la base d'un contrat annuel pour compléter son approvisionnement.

Le contrat avec VRA est révisé tous les trois ans.

Depuis 1992, la VRA facture la CEB au coût moyen; celle-ci pratique la même politique vis à vis de la SBEE. La facturation actuelle de la VRA à la CEB est de 5,1 cents de dollar USA par kWh.

Depuis le 1er janvier 1996, la facturation de la CIE est passé de 36 à 30 FCFA /kWh parce que cette dernière s'approvisionne meilleur marché auprès d'une centrale à gaz privée.

Le taux moyen annuel de croissance de la demande brute d'électricité de 1991 à 1995 est 6%. Compte tenu du faible taux de couverture de la demande potentielle des ménages et de la croissance prévisible de la demande de l'industrie en rapport avec la croissance du PIB, il semble raisonnable de maintenir ce taux pour la projection de la demande, qui passerait à 297 GWh en 1996, 375 GWh en l'an 2000 et 502 GWh en 2005.

2.3.6.2

Ressources Hydroélectriques Nationales

Le potentiel hydroélectrique du Bénin, sans être négligeable, est cependant relativement limité en comparaison de celui de ses voisins le Togo et le Ghana. Ce potentiel national n'a pas encore été mis en exploitation à ce jour. L'*Etude d'Inventaire des Ressources Hydro-Électriques Potentielles du Togo et du Bénin*, effectuée en 1982/1984 pour la Communauté Électrique du Bénin (CEB), a permis d'identifier huit sites potentiels prioritaires, dont trois sur le territoire Béninois: Olougbé, Assanté et Kétou. Tous trois sont situés sur le fleuve Ouémé. Leurs principales caractéristiques sont présentées au tableau 2.3.6.2/1 ci-dessous.

Tableau 2.3.6.2/1: Caractéristique des sites hydroélectriques potentiels au Bénin.

Bénin: Caractéristiques des Principaux Sites Hydroélectriques Potentiels

Kétou	Olougbé	Assanté
-------	---------	---------

	Kétou	Olougbé	Assanté
Type	Lac	Lac	Lac
Volume utile (Millions m ³)	1689	1323	2000
Hauteur de chute (m)	41	32	31
Puissance installée (MW)	72	42	36
Puissance garantie (MW)	19	10	14
Energie moyenne (GWh/an)	271	113	160
Energie garantie (GWh/an)		88	123

2.3.6.3. Les unités existantes connectées au réseau CEB

2.3.6.3.1 Les unités existantes dans le réseau interconnecté

Pour rappel, les caractéristiques de rendement des unités existantes de la CEB, de la SBEE et de la CEET sont données au tableau 2.3.6.3.1/1 ci-après.

Tableau 2.3.6.3.1/1: Caractéristiques des unités existantes à la CEB, la SBEE et la CEET

	Combustible et rendement	Année de Mise Hors Service
CEB Nangbeto 66.4 MW	Hydroélectrique 168 GWh/an(1)	2037
SBEE Diesel 2x8 MW Diesel 2x4 MW	gasoil et fuel-oil, 38% gasoil	2011 2011
CEET 2 x TG 25 MW	25% gasoil + 75% fuel oil, 28%	2010
4 x Diesel 12.5 MW	25% gasoil + 75% fuel oil, 37%	2010

(1) Productible moyen observé depuis la mise en service de l'aménagement (Coyne et Bellier)

Le coût variable de production des groupes Diesel existants, en plus de la consommation de combustible, doit comprendre (1) 5 XOF/kWh pour les consommables et (2) le coût d'une consommation d'huile de 3 gr/kWh à un coût unitaire de 6x le coût du gasoil.

2.3.6.3.2

Les unités thermiques destinées au Réseau Interconnecté

L'alimentation du réseau interconnecté par des unités thermiques peut être envisagé sur base d'unités à cycles combinés ou par des turbines à gaz, à condition que le gazoduc avec le Nigéria se réalise ou que le gisement de gaz naturel de Sèmè soit mis en exploitation.

La taille unitaire des unités à installer est conditionnée par la charge de l'ensemble interconnecté du Togo et du Bénin. La pointe de charge de cet ensemble a été de 126.6 MW en novembre 1995. Une taille raisonnable pour les unités à installer dans ce système serait de l'ordre de 40 MW par turbine à gaz et 120 MW pour une unité à cycle combiné, dont la mise en service des composantes pourrait être effectuées progressivement.

Les caractéristiques technico-économiques de ces types d'unités sont données au tableau 2.3.6.3.2/1 ci-après.

Tableau 2.3.6.3.2/1: Caractéristiques des unités thermiques pour la production d'électricité sur le Réseau Interconnecté CEB.

	Diesel lent	Turbines à gaz	Cycles combinés
Description de l'unité	Groupes de 20 % MW	1 turbine à gaz de 40 MW	2 turbines à gaz de 40 MW + 1 turbine à vapeur de récupération de 40 MW.
Coût d'investissement			
Hors act. durant constr.	1300 USD/kW	650 USD/kW	910 USD/kW
Incl. actu. durant constr.	1542 USD/kW	682 USD/kW (+5%)	1001 USD/kW (+10%)
Frais annuel de maintenance	5% du coût inv. Hors act. Constr.	5.5% du coût inv. hors act. constr.	4.5% du coût inv. hors act. durant constr.
Combustible	Fioul lourd 1%S	Gasoil et gaz naturel	Gasoil et gaz naturel
Rendement net moyen de la centrale	32%	28%	45%
Sites possibles	Cotonou et Lomé	Cotonou et Lomé	Cotonou et Lomé

(Source: projets Energie Manantali, données mises à jour début 1996)

Les coûts d'investissement retenus sont relativement élevés compte tenu de la faible taille des unités considérées. Seules les unités de très grande taille (cycle combinés de 450 à 600 MW et turbines à gaz de 150 à 200 MW) peuvent bénéficier d'effets d'échelles considérables et voire leur coût d'investissement unitaire réduit.

2.3.6.3.3 Les caractéristiques des groupes thermiques destinés à l'alimentation des centres isolés.

Pour l'alimentation des centres isolés et qui ne pourront pas être raccordés au réseau interconnecté CEB pendant la période couverte par l'étude, l'alimentation par groupes diesels ou turbines à gaz de petite taille peut être envisagée. Les caractéristiques technico-économiques des groupes retenus sont données au tableau 2.3.6.3.3/1 ci-après.

Tableau 2.3.6.3.3/1: Caractéristiques des groupes thermiques pour centrales isolées.

Type et Puissance Installée unitaire.	Coût Invest. (USD/kW)(1)	Frais annuels de maintenance (% du coût Inv.)	Combustible et rendement	Durée de vie
Turbine à gaz ; 100 kW/unité	300 USD/kW	5% du coût inv.	gasoil ou gaz naturel, 29% à pleine charge, 27% à mi-charge	15 ans
Diesel 285 kW(2)	1000 USD/kW	5% du coût inv.	gasoil et gaz naturel, 35.6%	15 ans
Diesel 570 kW(2)	900 USD/kW	5% du coût inv.	gasoil et gaz naturel, 37.1%	15 ans
Diesel 760 kW(2)	800 USD/kW	5% du coût inv.	gasoil et gaz naturel, 37.1%	15 ans

(1) Hors intérêts pendant la construction.

(2) Source constructeur (Anglo Belgian Corporation).

2.3.6.4. Les conditions futures de l'approvisionnement électrique régional

Le Burkina et le Niger ne seront pas autosuffisants à terme en électricité. Le Togo et le Bénin, déficitaires, ont lié leur sort au sein de la CEB; celle-ci peut s'approvisionner à partir du Ghana et du Nigeria.

2.3.6.4.1 La production CEB

La CEB projette de construire d'ici l'an 2000, le barrage hydroélectrique d'Adjarala, d'une puissance de 100 MW et un productible de 325 GWh. Elle exploite déjà le barrage de Nangbéto d'une puissance de 65 MW avec un productible de 170 GWh. Sa Direction Générale estime qu'en l'an 2000, 50% de ses besoins serait couverts par ces deux ouvrages.

Le tableau 2.3.6.4.1/1 ci-après rappelle les caractéristiques technico-économiques principales du projet d'ouvrage d'Adjarala.

Tableau 2.3.6.4.1/1: Caractéristiques technico-économiques du barrage d'Adjarala.

	Caractéristiques du projet hydroélectrique Adjarala
Puissance installée nette	97 MW
Productible moyen	326 GWh/an
Productible garanti (probabilité 95% d'être supérieur à ...)	64.3 GWh/an
Coût investissement	
Hors act. constr.	87.726 G FCFA
Incl. act. constr.	106.169 GFCFA
Frais annuels de maintenance	
Equipements	1.5%
Génie Civil	0.5%
Routes	1%
Coût moyen du kWh produit	33.49 FCFA/kWh

(Source: CEB, rapport Coyne et Bellier)

2.3.6.4.2 Approvisionnement électrique auprès de la VRA (Ghana)

La VRA (Volta River Authority) devra procéder à la maintenance des barrages Akosombo et Kpong au début de la décennie prochaine, entre 1999 et 2004.

Une unité à cycle combiné devrait être mise en service dans un avenir proche, suivie de turbines à gaz. D'une manière générale, le taux de réserve en puissance installée au Ghana paraît faible, en particulier lorsqu'il est comparé aux valeurs observées ailleurs en Afrique.

Pendant la période de maintenance d'Akossombo et Kpong, la fourniture d'énergie à la CEB risque de poser des problèmes, similaires à ceux rencontrés en 1994. La VRA aura sans doute des difficultés à garantir la puissance, même si l'énergie peut être fournie globalement.

Pour ce qui concerne le développement du système, la mise en service de groupes à cycles combinés alimentés soit au Light Crude Oil (Nigeria), soit au gaz naturel (interconnexion gazière avec le Nigeria), paraît être une option réaliste. Ces groupes sont justifiés en raison de leur excellent rendement, de leur faible coût d'investissement et de leur modularité, qui permet de les installer au fur et à mesure de la croissance de la charge. D'autre part, le système ghanéen présente une certaine vulnérabilité vis à vis des années de faible hydraulité et il serait judicieux de prévoir au Ghana des investissements thermiques qui réduiraient cette vulnérabilité.

Ces groupes thermiques mis à part, il reste un projet hydroélectrique, la centrale de Bui, pour laquelle les études sont en voie d'achèvement. Toutefois ce projet ne sera réalisé qu'à la condition que son coût de production soit plus faible que le coût estimé des unités thermiques à cycles combinés.

Compte tenu de ces éléments, le coût marginal à long terme de production de l'énergie électrique produite au Ghana et sa mise à disposition de la CEB peuvent être estimés sur base des coûts à cycles combinés. Le coût marginal à long terme s'établit à 0,06 US \$/ kWh dans le cas d'une fourniture par le Ghana. A l'annexe 2.3.6.4.2/1 une estimation du Coût Marginal à Long terme du système de production Ghanéen est donnée.

2.3.6.4.3. L'approvisionnement en électricité à partir du Nigeria

Le Nigeria dispose d'importantes ressources de gaz associé à la production de pétrole, qui, brûlé dans des centrales électriques lui permettent d'obtenir un coût très favorable pour la production de l'énergie électrique.

De plus, le Nigeria dispose actuellement d'excédent de capacités de production d'électricité, qui, correctement réhabilitées, lui permettrait de fournir de l'énergie électrique au Bénin et à un prix plus abordable qu'à partir du Ghana.

Les ressources hydroélectriques présentes et futures du Nigeria seront toujours utilisées pleinement par ce pays. Les exportations d'énergie doivent, comme dans le cas du Ghana, être comptabilisées comme produites par des unités thermiques.

Les annexes 2.3.6.4.3/1 et 2.3.6.4.3/2 donnent des estimations de CMLT pour le Nigeria dans le cas de nouvelles unités (annexe 2.3.6.4.3/1) ou dans le cas de la réhabilitation (annexe 2.3.6.4.3/2). Ces coûts prennent en compte le coût d'une interconnexion minimale entre Ikeja - West et Sakété au Bénin, utilisée pour 400 GWh / an.

Dans le cas de capacités réhabilitées et sur base de turbines à vapeur, le CMLT du Nigeria s'établit à 0,029 US \$/ Kwh. Dans le cadre de

nouvelles capacités et sur base de cycles combinés au gaz naturel, le CMLT s'établit à 0,040 US\$ / Kwh.

Une étude réalisée par Danish Power Consult Swedpower pour le compte de la BAD en 1995 recommande, en vue de l'interconnexion du réseau régional d'électricité, la construction d'une ligne de transport de 330 kv entre Ikeja West au Nigeria et Sakété au Bénin, d'un poste de transformateur à Sakété et une connexion avec le réseau de 161 kv à Sakété

2.4. Le bilan des énergies du Bénin pour l'année 1995

L'annexe 2.4/1 donne les bilans énergétiques en unités physiques et en TJoules, ainsi que les facteurs de conversion adoptés pour le calcul du bilan énergétique.

La consommation d'énergie pour l'année 95 (45281 terajoules) se répartit comme suit:

Consommation énergétique du Bénin

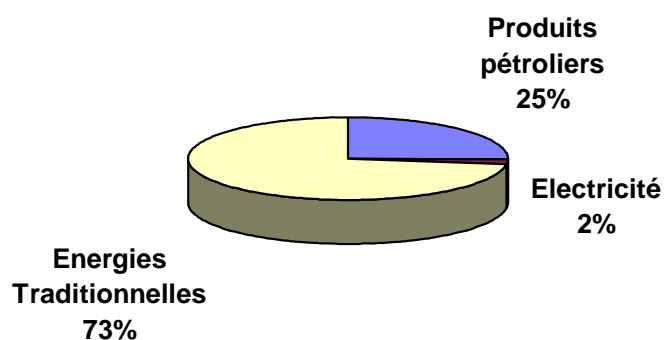


Figure 2.4/1 La consommation énergétique du Bénin.

A partir de la figure ci-dessus, nous pouvons constater:

- que le bois de feu (charbon de bois inclus) représente 73% de la consommation énergétique totale du Bénin. Elle est principalement réalisée dans le secteur domestique (cuisson) et de la restauration.
- Les énergies commerciales ne représentent que 27% de la consommation totale du Bénin.

La nature des produits pétroliers consommés se répartit comme suit:

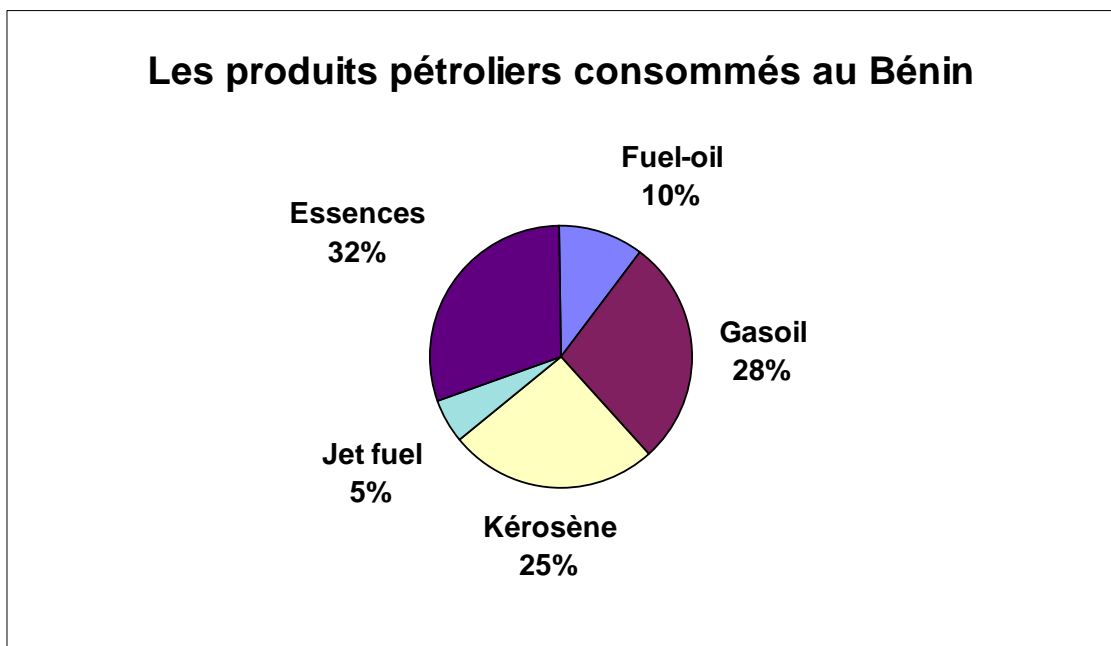


Figure 2.4/2 Les produits pétroliers consommés au Bénin

La consommation des produits pétroliers en 1995 (11485 terajoules) par secteur est représenté comme suit:

Consommation des produits pétroliers par secteur d'activité

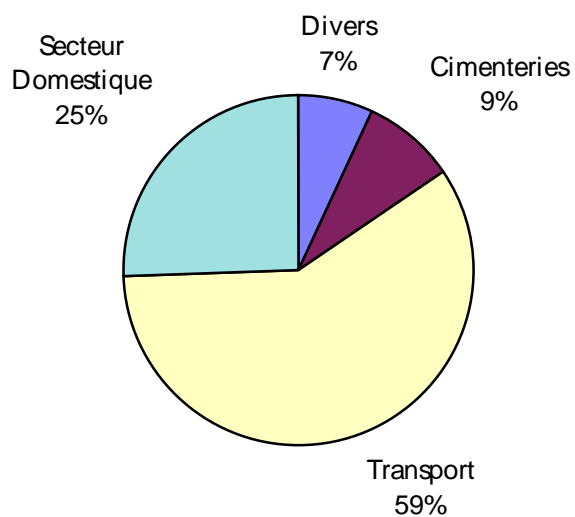


Figure 2.4/3 Consommation des produits pétroliers par secteur d'activité

Tandis que la consommation de l'électricité en 1995 (902 terajoules) peut être schématiquement représentée comme suit

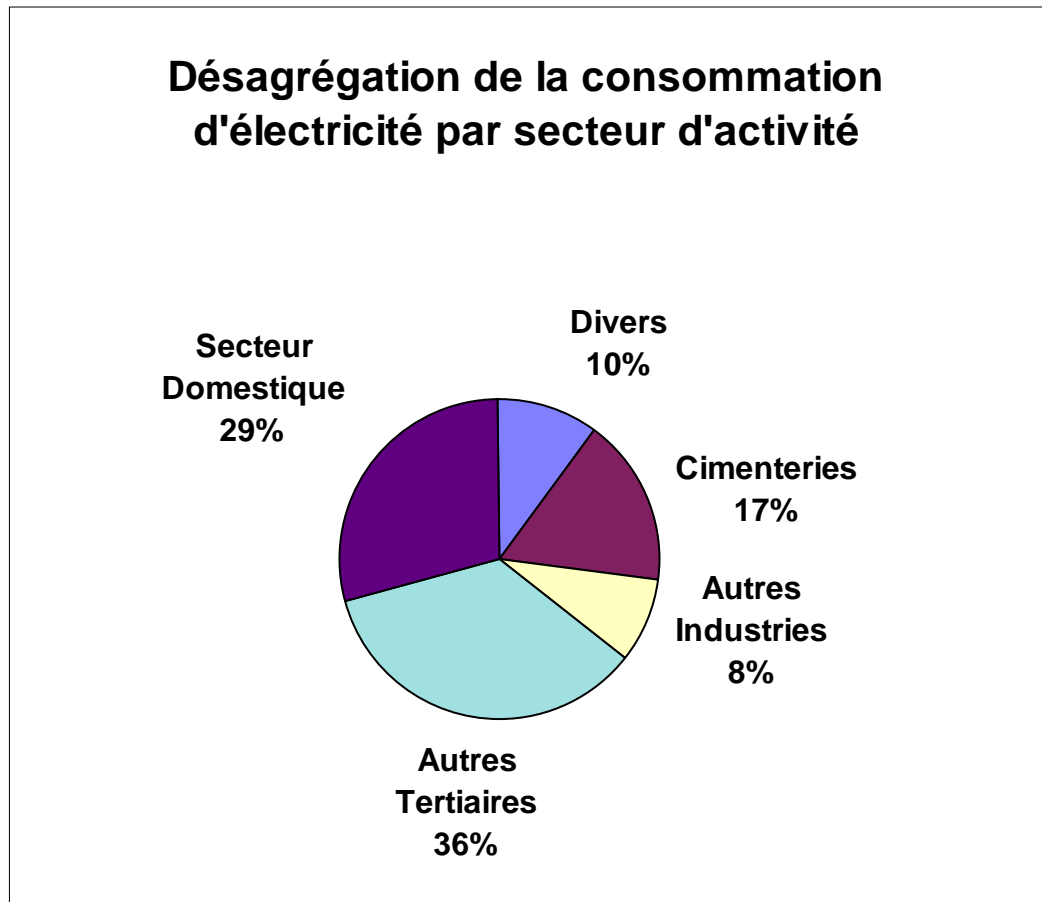


Figure 2.4/4: Désagrégation de la consommation d'électricité par secteur d'activité

Le bilan énergétique des énergies commerciales du Bénin a été établi pour l'année 1995 sur base des informations décrites dans les paragraphes se rapportant aux produits pétroliers et à l'électricité.

Ce bilan des énergies commerciales, qui est repris à la figure 2.4/5 montre principalement que:

- les exportations pétrolières sont en nette régression,
- toutes les énergies commerciales sont importées,
- la part de l'électricité dans le bilan énergétique reste faible.

En ce qui concerne les produits pétroliers, on peut remarquer que:

- la majeure partie d'entre eux sont consommés dans le secteur des transports.
- l'industrie consomme majoritairement du fuel lourd, dont une bonne partie est substituable, par du gaz naturel par exemple.
- le Bénin est contraint de s'approvisionner sur les marchés extérieurs, aux prix du marché international.
- le kérosène est utilisé dans le secteur domestique-résidentiel aux fins d'éclairage et de cuisson est en théorie substituable par de l'électricité, à condition que les ressources des ménages le permettent et que les réseaux électriques soient suffisamment étendus.

Figure 2.4.5 : Bilan énergétique des énergies commerciales.

2.5 Le sous-secteur de l'énergie traditionnelle: le bois de feu

2.5.1. Analyse de l'existant

La couverture végétale

63% des 112622 km² de la superficie nationale sont couverts par une végétation arborée. La productivité en bois de cette végétation, constituée essentiellement de savane à faible densité d'arbres, est réduite. Les forêts et galeries forestières importantes couvrent moins de 1% de la surface du pays. Il existe cependant de grandes étendues de formations mixtes forestières-graminées relativement fermées ("forêts claires et "savanes boisées") qui à l'heure actuelle constituent les réserves les plus importantes de terres cultivables et de bois (11% du territoire).

Les formations les plus ouvertes, savanes arborées et arbustives s'étendent sur 52% du territoire. L'appauvrissement de la végétation ligneuse, du fait, essentiellement de la culture sur brûlis, du surpâturage, des feux de brousse et le long des grands axes de la collecte de bois de feu se poursuit d'une manière inexorable.

Le Bénin comme beaucoup de pays du continent est confronté à la menace de la déforestation accélérée et à la disparition d'une grande partie de ses ressources forestières.

La population

Plus de 60% de la population active du pays travaille dans le secteur rural. Ce secteur contribue pour 35% du PIB, assure 80% des exportations et constitue le moteur de la croissance de l'économie nationale (taux de croissance annuel de 8%).

En 1995, les ménages Béninois ont consommé plus de 2 millions de tonnes de bois. En tenant compte, de la consommation du commerce alimentaire, de l'artisanat et de la production de charbon de bois, la consommation totale du Bénin atteint 2,3 millions de tonnes de bois soit l'équivalent de 73% de la consommation énergétique totale du pays.

Dans ces conditions, la composante bois-énergie joue un rôle très important dans la problématique énergétique du Bénin et dans l'économie du pays. En effet, plus de cinquante mille personnes vivent de la production et de la commercialisation du bois de feu.

Selon l'étude effectuée par le Cenatel (V.MAMA, consommation du bois dans les grandes agglomérations du Bénin, 1991), le sous-secteur du bois-énergie est organisé comme suit.

L'exploitation

L'exploitation du bois de feu est généralement assurée par les paysans qui vivent dans des villages situés à moins de 100 km des grandes villes ou proches des grands axes de transport (routier, ferroviaire ou fluvial). Les produits commercialisés proviennent des jachères ou des rebuts de défrichement tandis que la production de charbon de bois demande du bois encore vert.

La production de charbon de bois

Le charbon de bois est produit par des paysans spécialisés qui, après avoir coupé les essences propices à la carbonisation se déplacent vers des régions non encore exploitées.

Les grandes zones de production (Djidja, Zakpota, Zoukou, Zogbodomey, Paouingan et Kika) se trouvent à quelques centaines de kilomètres des grandes villes.

La production du charbon est artisanale et souvent faite en quantités limitées (de 6 à 10 sacs par meule).

Le travail de carbonisation s'effectue en plusieurs phases: coupe et débitage des branches et de troncs, carbonisation avec les meules traditionnelles, dépouillement des meules, séparation du charbon des imbrûlés, ensachage et chargement des camions.

Le rendement de ces meules traditionnelles est de l'ordre de 20%. On utilise 5 kg de bois sec pour 1 kg de charbon de bois (cfer "le bois-énergie au Sahel", Hamed Sow, P94, édition Karthala)

Les producteurs de charbon de bois sont mal rémunérés par rapport à l'effort fourni. Le kg de charbon de bois leur est acheté à 20 FCFA pour être vendu à 60F/kg sur le marché de Cotonou.

Le transport

Le transport du bois de feu vers les villes de petite et moyenne tailles (par exemple Parakou et Abomey) s'effectue par la marche (principalement les femmes) et par le vélo (les hommes). Les zones d'approvisionnement sont proches de la ville (moins de 30 km).

Par contre, le transport vers les grandes villes telles que Cotonou et Porto-Novo se fait surtout par la route. C'est ainsi que pour Cotonou, on estime que

- 85% de l'approvisionnement en bois-énergie se fait par la route
- 15% par le chemin de fer
- moins de 1% par pirogues

Les zones d'approvisionnement dans ce cas peuvent être situées à quelques centaines de km de la ville.

La commercialisation

est effectuée par:

- les grossistes qui disposent de plusieurs dizaines de tonnes de stock de bois de feu et qui travaillent avec les détaillants
- les détaillants en gros qui vendent par sac aux détaillants ou aux ménages
- les détaillants qui revendent aux ménages en petite quantité. Cette activité commerciale est assurée par les femmes. La vente au détail est souvent associée à la vente de produits de consommation courante (condiment, tabac,...).

Les prix

Sur base des relevés de l'INSAE "les prix à la consommation en milieu urbain, année 1995" et d'informations recueillies sur le terrain, nous pouvons dresser le tableau suivant:

Prix	Producteurs	Cotonou	Porto Novo	Parakou	Bohicon
Bois de Feu	3 à 10F/kg	40 à 80F/kg	ND	20 à 70F/kg	13 à 50 F/kg
Charbon de bois	10 à 20 F/kg	55 à 110 F/kg	80 à 100 F/kg	30 à 70 F/kg	35 à 70 F/kg

Tableau 2.5.1.1/1 Prix de vente du kg de bois de feu et du charbon de bois (source INSAE "les prix à la consommation en milieu urbain, année 1995").

Il est à noter que d'autres sources (Biaou, " Analyse économique des possibilités de production de bois de feu dans le système cultural du paysan du Sud-Bénin", 1995, Thèse de doctorat; P73.) citent des prix de vente du bois de feu nettement inférieurs à ceux mentionnés dans le tableau ci-dessus.

Les coûts de production

Sur base des informations fournies par le projet bois de feu, nous estimons les coûts de production par ha de bois de feu en plantation rurale comme suit:

- Frais de plantation(plants et main d'oeuvre): 70.000 F/ha
- Frais d'entretien: 5000 F/an/ha
- Frais de coupe: 1000 F par tonne de bois sec
- Production: 45 tonnes de bois sec/ha après 5 ans à la première rotation et 22,5 tonnes de bois sec/ha produits par les rejets après 10 ans à la deuxième rotation.

Les coûts de production avec un taux d'actualisation de 10% s'élèvent à 3,6 FCFA par kg de bois sec.

2.5.2

Projection de la demande de bois de feu

La consommation de bois de feu et de charbon est principalement utilisée par les ménages pour la cuisine et est fonction de leurs habitudes et de leur pouvoir d'achat. Il existe également de grande différence entre le milieu rural et le milieu urbain. En effet, en ville, les cuisines ne sont souvent plus adaptées pour les feux de bois, les ménagères ont plus facilement accès à d'autres systèmes de cuisson (pétrole, gaz et charbon). Nos calculs se basent sur les résultats des enquêtes effectuées par Biaou en 1993 et V.MAMA en 1991.

La consommation domestique d'énergie pour les besoins de cuisson et d'eau chaude sanitaire

En milieu rural, on estime que la consommation des ménages pour les besoins de cuisson et d'eau chaude sanitaire se répartit comme suit:

70% proviennent du bois de feu

10% du charbon de bois

20% des déchets agricoles

En milieu urbain, les ménages combinent très souvent plusieurs sources d'énergie (bois de feu, charbon et pétrole). Le gaz étant encore assez marginal.

La répartition entre les différentes sources d'énergie se fait comme suit:

60% proviennent du bois de feu

25% sont fournis par le charbon de bois

14% par le kérosène

1% par le gaz butane

Le tableau ci-dessous reprend les différentes caractéristiques de la consommation d'énergie des ménages:

	POPULATION RURALE					POPULATION URBAINE			
	Bois Kg	Ch.bois Kg	Pétrole Litre	Gaz Kg	Déch. ag.	Bois Kg	Ch.Bois Kg	Pétrole L	Gaz Kg
Consommation/J	1,2	0,2	0,1	0,06	2	1,2	0,2	0,2	0,086
Prix	7	20	100	-	0	50	60	100	430
MJ/unite	15	30	43	45	10	15	30	43	45
Rendement	0,1	0,2	0,4	0,45	0,05	0,1	0,2	0,4	0,6
MJ consommés/J	18	6	4,3	2,7	20	18	6	8,6	3,87
Prix/MJ	0,47	0,67	2,33	-	0,00	3,33	2,00	2,33	9,56
% utilisation	0,7	0,1			0,2	0,6	0,25	0,14	0,01
total par an/pers	306,6	7,3	0	0	146	262,8	18,25	10,22	0,3139

Tableau 2.5.2/1: Caractéristiques de la consommation d'énergie des ménages en milieu urbain et rural

La consommation de bois de feu par d'autres activités économiques

Le bois de feu est également utilisé par les restaurateurs, l'industrie alimentaire et les artisans (forgerons, fabricants de sels,...).

Peu de données sont disponibles. La consommation en bois de feu et charbon de bois de ces industries peut être estimée à 20% de l'ensemble de la consommation des ménages.

Projection de la demande:

En tenant compte d'un taux de croissance de 5,2% de la population urbaine et de 1,4% de la population rurale, nous arrivons au tableau suivant:

Tableau 2.5.2/2 Prévion de la demande en bois de feu (consommation totale en tonnes de bois).

	1995	2000	2005	2010	2015	2020
Consommation de bois	2.260.000	2.660.000	3.160.000	3.775.000	4.527.000	5.437.000

2.5.3 Ressources et potentialités

Il est difficile d'évaluer la production soutenable annuelle de bois de feu par manque de données disponibles.

C'est pourquoi, nous estimons la production forestière sur base de 2 approches:

- l'hypothèse optimiste se base sur les données de la FAO
- l'hypothèse pessimiste se base sur les calculs du Plan d'Action Environnemental

Hypothèse optimiste

En 1975, la FAO a estimé le couvert forestier du Bénin comme suit:

- Forêts denses: 631 km²
- Forêts claires et savanes boisées: 12.744 km²
- Savanes arborées : 60.956 Km²

soit au total environ 75000 Km²

Sur base des relevés effectués par le Cenatel (cartes du couvert végétal n° 27,28, 31, 32 et 33), nous pouvons estimer que:

- les forêts denses disparaissent à raison de 0,5% par an
- les forêts claires et la savane boisée régressent de 0,25% par an.

Les données actuellement disponibles (surtout effectuées dans les zones boisées) ne sont pas assez représentatives pour la savane arborée et les zones cultivées.

Nous estimons néanmoins, qu'en 1995, le couvert forestier Béninois se présentait comme suit

- Forêts denses: 550 km²
- Forêts claires et savanes boisées: 12.000 km²
- Savanes arborées : 58.000 Km²

Soit au total, une superficie boisée d'environ 60.000 Km².

Sur base des études effectuées par Leach (Manuel d'énergie domestique, Banque Mondiale) et des mesures du projet bois de feu, nous estimons la production annuelle de bois de feu en 1995 comme suit:

Couvert forestier	Surface en km2	Production tonnes bois sec/Km2	production tonnes /an
Forêts denses	550 Km2	500 tonnes/km2	275.000 tonnes
Forêt claire et savane boisée	12.000 km2	120 tonnes/Km2	1.440.000 tonnes
Savane arborée	58.000 km2	60 tonnes/Km2	3.480.000 tonnes
Total			5.195.000 tonnes

Tableau 2.5.3/1 Estimation de la production annuelle de bois (hypothèse optimiste)

Ces données de production sont assez théoriques dans la mesure où il faut tenir compte de l'accessibilité des forêts, de leur capacité à régénérer et de leurs conditions d'exploitation.

Hypothèse pessimiste

Le Ministère de l'Environnement, de l'Habitat et de l'Urbanisme estime dans le Plan d'action environnemental (P55 et P56) que la production soutenable de la forêt Béninoise s'élevait en 1990 à 2,312 millions de tonnes de bois et s'élèvera en 2005 à 1,823 millions de tonnes de bois. Nous avons extrapolé ces données jusqu'en 2020. La grande différence entre les chiffres de l'hypothèse optimiste et pessimiste réside principalement dans l'estimation de la production de bois par ha de couvert végétal.

Tableau 2.5.3/2 Evolution de la production annuelle de bois de feu au Bénin (hypothèses optimiste et pessimiste) (en tonnes de bois par an)

Hypothèse	1995	2000	2005	2010	2015	2020
optimiste	5.195.000	5.098.000	5.001.000	4.907.000	4.814.000	4.723.000
pessimiste	2.136.000	1.973.600	1.823.000	1.684.000	1.556.000	1.438.000

2.6 Le sous-secteur des énergies renouvelables

2.6.1 Introduction sur les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables recouvrent toutes les énergies inépuisables qui, du fond des temps, nous viennent en permanence et à profusion du soleil, soit directement sous forme de lumière et de chaleur, soit par l'intermédiaire des énergies offertes par les cycles constamment renouvelés de l'eau, du vent ou de la biomasse végétale.

Les principales sources des énergies renouvelables sont:

- **L'énergie solaire:** On distingue 3 filières (le solaire thermique, le solaire thermodynamique et le photovoltaïque). Pour le Bénin, c'est surtout la filière photovoltaïque qui est prometteuse. Elle est développée ci-dessous.
- **L'énergie hydraulique:** L'énergie de l'eau, associée à une chute, est convertie en énergie mécanique et électrique grâce à un ensemble turbine et alternateur. Les micro-centrales (1 à 100 kW) et les mini-centrales (100 KW à quelques MW) sont surtout utilisées pour l'électrification rurale et des collectivités.
- **L'énergie de la biomasse:** désigne toutes les matières végétales et animales (arbres, herbes, algues, résidus) dont le contenu énergétique dérive directement ou indirectement de la photosynthèse. Les procédés de valorisation sont la bioconversion (biogaz, production éthanol) mieux adaptée aux produits humides et la thermoconversion (gazéification, pyrolyse, production de méthanol) plus adaptée aux produits secs. Le bois de feu, vu son importance dans la consommation énergétique du Bénin, a été étudié précédemment. Nous développons ci-dessous la filière biogaz qui a déjà été introduite au Bénin.
- **L'énergie éolienne:** L'énergie du vent est transformée en énergie mécanique par l'intermédiaire d'un rotor à axe horizontal ou vertical.

Le graphe ci-après représente les différentes formes d'énergies renouvelables

LES ENERGIES RENOUVELABLES

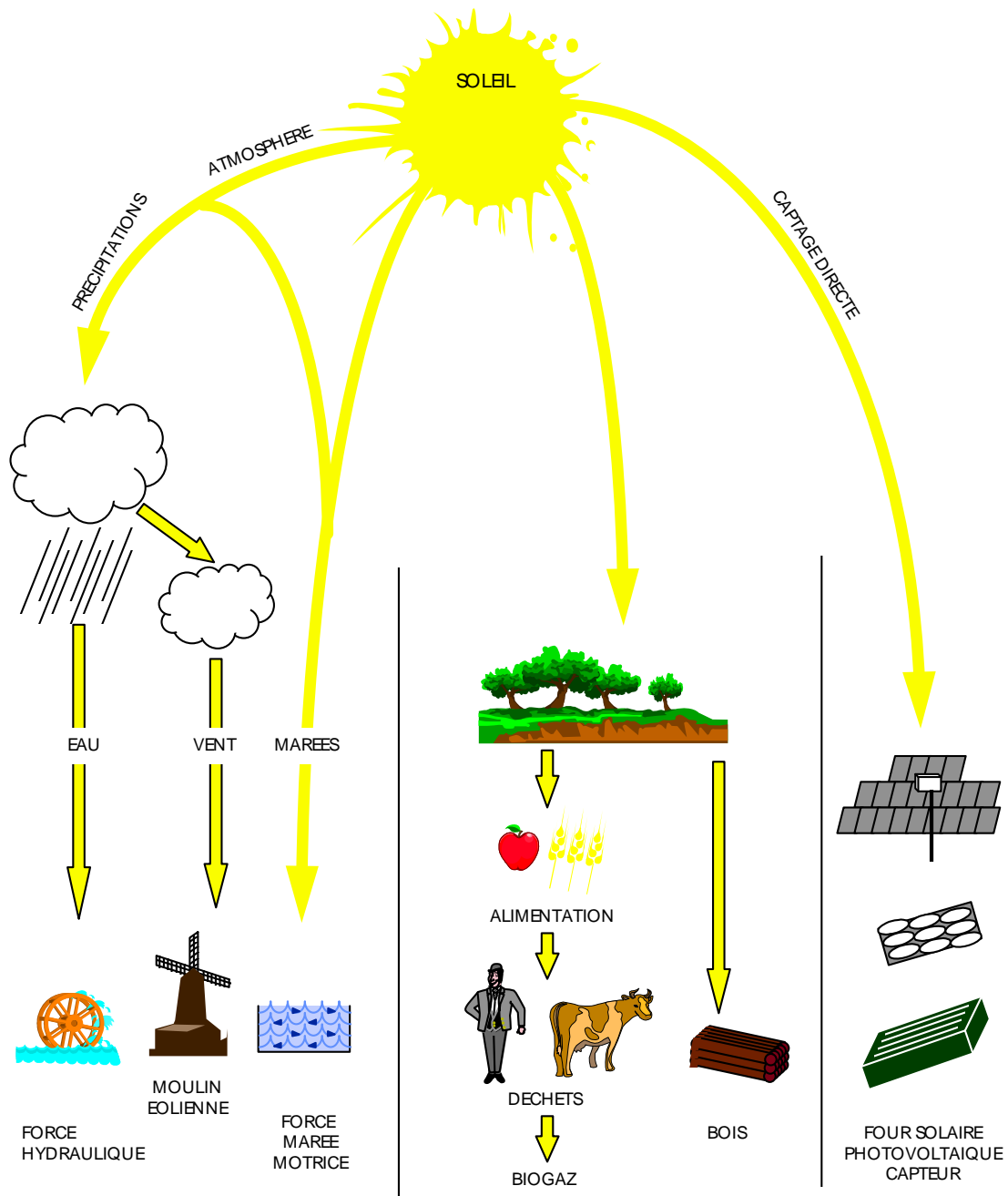


Figure 2.6.1/1: Les différentes formes d'énergies renouvelables

2.6.2 Le solaire photovoltaïque

2.6.2.1 Analyse de l'existant

Ces dernières années, le Bénin a investi dans le solaire photovoltaïque. Les photopiles sont utilisés en milieu rural pour l'éclairage d'infrastructure communautaire et domestique, l'alimentation électrique d'installation de télécommunication, le pompage de l'eau,...

Le gouvernement Béninois a entrepris un programme de préélectrification avec des panneaux photovoltaïques. A ce jour, 4 villages (Sedje-Dénou dans l'Atlantique, Soclogbo dans le Zou, Bérubouay dans le Borgou et Ouassa Tobre dans l'Atacora) ont été équipés.

Les villages sont équipés d'une pompe solaire, d'une dizaine de lampadaires pour l'éclairage de rue, de l'éclairage pour le centre de santé et la maternité, l'école et la salle de loisir ainsi que l'électricité nécessaire pour alimenter 2 frigos et une vidéo.

Le coût de ces installations s'élève à 70 millions de FCFA par village solaire. La puissance installée est de 4000 Watt Crête. Le principal point faible de ce système est le stockage de l'électricité dans des batteries qui restent onéreuses et peu fiables.

Grâce à ces différents projets, le Bénin est en train d'acquérir un certain savoir-faire dans le solaire photovoltaïque.

Le marché annuel des photopiles au Bénin est de l'ordre de 15 à 25 kWc correspondant à environ 100-150 millions de FCFA .

2.6.2.2 Ressources et potentialités

Le Bénin avec 700 kJ/cm²/an de rayonnement solaire global, soit une moyenne de 5000 Wh/m² par jour, et une durée d'ensoleillement de 7 heures par jour, dispose d'un gisement solaire important.

2.6.2.3 Prix et coût de production

Le Watt Crête coûte actuellement sur le marché international environ 2000 FCFA.

Avec un taux d'actualisation de 10% et une durée de vie de 10 ans, le coût de production du kWh revient à 200 FCFA en ne tenant pas compte du coût des batteries. En incluant l'achat et le remplacement des batteries, le kWh produit revient à 550 FCFA

Les prix des photopiles ont été divisés par 10 ces 15 dernières années.

On prévoit qu'ils soient encore diminués en terme réel par un facteur 3 durant les 20 prochaines années.

2.6.3 Le biogaz

2.6.3.1 Analyse de l'existant

Une quarantaine de digesteurs ont été installés dans le pays à l'initiative du CENAP (Centre Nationale Agropédologie) et du projet Songhai. Ces digesteurs d'une capacité de 10 M3 sont de type chinois et fonctionnent en continu. Leur production journalière peut atteindre 5 M3 de méthane par jour. Les déjections de 3 paires de boeufs (5 kg de matière séchée par jour et par boeuf) suffisent pour alimenter le digesteur. En plus, les effluents de la digestion méthanogène sont des fertilisants très puissants pour l'agriculture. Le biogaz est employé pour la cuisine et dans certains cas pour l'éclairage.

Actuellement, une vingtaine de ces installations sont encore utilisées. Il existe, en effet, plusieurs obstacles au développement du biogaz. Ils sont de nature:

- sociologique: le milieu paysan a de fortes réticences à manipuler les déjections humaines;
- technique: la conduite du digesteur demande une certaine expérience;
- culturelle: les femmes des campagnes n'utilisent pas le gaz.

2.6.3.2 Ressources et potentialités

L'élevage est une activité importante au Bénin. Le pays dispose en effet d'environ 1 million de têtes de bovins dont 85% se trouvent dans le Borgou et l'Atacora. On y rencontre également près de 2 millions de petits ruminants, 400.000 porcins et 10 millions de volailles.

Si 100.000 ménages ruraux installaient un digesteur et récupéraient 30% des déjections animales d'origine bovine, le pays produirait 500.000 M3 de méthane par jour soit 4500 terajoules par an.

Néanmoins, dû aux réticences d'ordre culturel et à la difficulté de bien gérer le digesteur, la technique du biogaz nécessitera du temps et une réelle volonté politique avant de s'imposer au Bénin.

2.6.3.3 Prix et coût de production

1 M3 de biogaz produit environ 25 MJ.

La construction d'un digesteur de 10 M3 coûte 350.000 FCFA (dont 120.000 FCFA d'équipement)

En tenant compte d'une heure de main d'oeuvre par jour et d'un taux d'actualisation de 10%, nous arrivons à un coût de production de 2,4 FCFA par MJ.

2.6.4 Les mini et microcentrales hydroélectriques

2.6.4.1 Analyse de l'existant

Actuellement, il n'y a pas de microcentrales (puissance installée inférieure à 100 kW) et de mini-centrales (puissance installée de 100 kW à quelques MW) en fonctionnement au Bénin. La SBEE est en train de construire une microcentrale près de Natitingou à Yéripao (2X480 kW de puissance nominale, équipée dans une première phase d'un groupe de 480kW, 123 mètres de hauteur de chute et 0,8m³/s de débit d'équipement).

2.6.4.2 Ressources et potentialités

Malgré un réseau hydrographique bien développé et un relief suffisamment encaissé, le Bénin ne dispose pas de sites facilement aménageables. En effet, ses rivières ont des débits d'étiage très faible. C'est ainsi que seuls les cours inférieurs des grandes rivières (le Zou, le Mono; l'Ouémé et la Sota) ne se tarissent pas. Leur débit d'étiage n'est que de quelques m³/s.

C'est ainsi que les sites préidentifiés par la Direction de l'Hydraulique pour l'installation de mini-centrales requièrent des aménagements en génie civil souvent importants et ont un coût de production du kWh élevé. C'est le site d'Adjarala qui a le coût de production le plus attractif avec 33,5 FCFA par kWh (source CEB, rapport Coyne et Bellier).

De plus, le tarissement des rivières oblige de doubler ces mini-centrales ou microcentrales de groupes électrogènes d'appoint pour les périodes d'étiage ou de les connecter au réseau SBEE. Ceci entraîne des surcoûts importants au niveau des investissements. En effet, dans ce cas, ces centrales hydroélectriques ne permettent que de réduire les coûts variables de la production d'électricité par groupe thermique (0,046 US\$/kWh ou 25 FCFA/kWh pour un groupe diesel).

2.6.4.3 Prix et coût de production

Le prix du kWh produit varie de 35 FCFA pour les sites les plus intéressants à 250 FCFA/kWh.

Le coût du kW installé est de l'ordre de 1 million de FCFA pour les sites les plus intéressants.

2.6.5 L'énergie éolienne

2.6.5.1 Analyse de l'existant

A notre connaissance, il n'y a pas d'éoliennes en fonctionnement au Bénin. Dans les années 80, certains prototypes ont été installés. Il s'est avéré que même sur la côte ce type d'investissement n'était pas rentable faute de vents suffisamment réguliers et importants.

Néanmoins, un projet d'installer un parc d'éoliennes près de Cotonou est actuellement à l'étude.

2.6.5.2 Ressources et potentialités

D'après " Gisement éolien en République du Bénin" Communication présenté par AHLONSOU O Epiphane", seuls les sites en bordure de mer peuvent être intéressants.

2.6.5.3 Prix et coût de production

Le coût au kW peut être estimé à 800.000 FCFA/kW installé pour une éolienne de bonne qualité et de puissance importante (200 kW)

En considérant:

- une vitesse moyenne à Cotonou de 5M/S,
- une durée de vie de 10 ans
- 800.000 FCFA par kW installé
- 2% du montant de l'investissement comme frais annuels d'entretien
- une production annuelle de 1200 kWh par kW installé.

Le prix du kWh revient à 120 FCFA/kWh en tenant compte d'un taux d'actualisation de 10%.

Par comparaison, d'après "Kulsum Ahmed; Renewable Energy Technologies, World Bank publication, P7," on arrive en Californie à 0,05 dollars/kWh produit soit 25 à 30 FCFA/kWh pour des sites bien éventés.

Les coûts ont chuté de 6 à 8 pourcents par an ces derniers 8 ans.

2.6.6 Comparaison entre les énergies renouvelables

Les 112622 Km² du Bénin offrent, en théorie, des gisements solaires, éoliens et de biomasse assez importants. Malheureusement, ces énergies arrivent sous forme diffuse sur tout le territoire. Leur captation étant onéreuse, nous proposons d'avoir une approche plus pragmatique en reprenant pour chaque énergie renouvelable:

- les principaux coûts de production avec leur évolution probable dans les 20 prochaines années
- le calcul des potentialités en fonction d'hypothèses réalistes
- les principaux obstacles à l'exploitation de ces différents types d'énergie renouvelable.

Tableau 2.6.6/1 L'évolution probable des coûts de production de l'énergie renouvelable pour les 20 prochaines années (en francs constants en 1995)

Source d'énergie	Coût en 1995	Coût en 2005	Coût en 2015
Plantations de bois de Feu	3,6 FCFA/kg	3,6 FCFA/kg	3,6 FCFA/kg
Le solaire photovoltaïque (Stockage inclus)	550 FCFA/kWh	365 FCFA/kWh	180 FCFA/kWh
Le biogaz	2,4F/MJ	2,4 F/MJ	2,4F/MJ
L'hydroélectricité	à partir de 33,5 FCFA/kWh	à partir de 33,5 FCFA/kWh	à partir de 33,5 FCFA/kWh
Les éoliennes	à partir de 120 FCFA/kWh	à partir de 120 FCFA/kWh	à partir de 120 FCFA/kWh

Nous calculons ci-dessous le potentiel des énergies renouvelables en se basant sur des hypothèses suivantes:

Les potentialités

Tableau 2.6.6/2: Les potentialités à long terme en énergies renouvelables

Source d'énergie	Hypothèses	Potentialités à long terme	Productivité	Prod. annuelle
Plantations de bois de feu	1% superficie du Sud Bénin	1174 km ²	900 tonnes de bois sec/km ² /an	1 million de tonnes
Le solaire photovoltaïque	100 Wc par ménage rural	600.000 ménages	180 kWh/ménage/an	108 GWh
Le biogaz	1 biogaz pour 6 ménages ruraux	100.000 ménages	5 M ³ de biogaz/jour	4500 terajoules
Hydroélectricité	les 3 sites identifiés par la CEB	150 MW	3600 kWh par kW installé	544 GWh
Les éoliennes	ND	ND	ND	ND

Les principaux obstacles à l'exploitation de ces potentialités sont pour le bois de feu:

- le faible prix d'achat aux producteurs
- la concurrence de l'exploitation anarchiste des ressources forestières
- la difficulté pour l'exploitant de récolter et d'écouler sa production
- la méfiance des propriétaires terriens à louer ou céder leurs champs pour des plantations forestières par peur de se voir dessaisir de leurs terres.

Pour l'énergie photovoltaïque:

- le prix très élevé des photopiles et des batteries

Pour le biogaz:

- la méconnaissance du procédé
- l'appréhension à manipuler les déjections humaines
- la difficulté de charger correctement le digesteur

Pour l'hydroélectricité

- le coût élevé du kWh produit
- le tarissement des rivières
- l'impact négatif qu'ont les barrages sur l'environnement

Pour l'énergie éolienne

- la faible vitesse du vent
- le coût élevé du kWh produit
- la grande variabilité de la production

2.7 De nouvelles sources d'approvisionnement pour le Bénin

2.7.1 L'approvisionnement du Bénin en gaz naturel

2.7.1.1. Introduction

Deux projets d'approvisionnement du Bénin en gaz naturel sont actuellement en cours d'analyse:

- Le premier projet consiste à exploiter le gisement de Sèmè
- Le second projet consiste à importer du gaz naturel depuis le Nigéria, soit directement, soit par prélèvement du gaz naturel du gazoduc Ghana - Nigéria.

Les caractéristiques principales de ces deux projets sont données aux paragraphes suivants.

2.7.1.2. Importations de gaz naturel à partir du Nigéria

Le Nigeria peut produire du gaz pour ses propres besoins et ceux du Bénin, du Togo et du Ghana pour la production d'électricité et pour une substitution de la consommation de fuel lourd ou de gasoil importés et consommés dans l'industrie. Une étude réalisée par *Bain Cuneo e Associati* en 1993 donne les résultats suivants:

- La construction d'un gazoduc régional pourrait être terminée pour 1999
- La demande potentielle totale de gaz naturel varierait de 1,42 Mm³/jour en 1999 à 4,53 Mm³/jour en 2018.
- Les réserves de gaz naturel au Nigéria ont été estimées à 35,4 Mm³/jour. Ce gaz est généralement associé à la production de pétrole brut

- Le coût des investissements est estimé à 280 millions de USD pour le gazoduc entre Warri au Nigeria et Takoradi au Ghana.

Deux options de fourniture sont actuellement à l'étude pour l'alimentation du Bénin en gaz naturel à partir du Nigéria:

- Prélever du gaz naturel sur le gazoduc Nigéria Ghana
- Créer un gazoduc limité à la portion Nigéria Bénin en cas de non concrétisation du gazoduc Nigéria - Ghana

Dans tous les cas, le gaz naturel serait transporté depuis les champs gaziers et pétrolifères de la région de Warri au Nigéria jusqu'à Lagos, par le gazoduc existant qui dispose de réserve de capacités de transport importante. Ensuite le gazoduc serait acheminé vers le Bénin en passant par Sakété (à proximité de la SCO) puis descendrait le long de la côte pour se diriger vers le Togo puis le Ghana.

Les caractéristiques technico-économiques de ces deux options sont données au tableau 2.7.1.2/1 ci-après.

Tableau 2.7.1.2/1: caractéristiques technico-économiques des projets de gazoducs depuis le Nigéria.

	Gazoduc Nigéria - Ghana	Gazoduc limité au Bénin
Capacité disponible pour le Bénin jusqu'en 2020	Suffisante pour couvrir les besoins électriques CEB et la substitution du fuel lourd au Bénin	Suffisante pour couvrir les besoins électriques CEB et la substitution du fuel lourd au Bénin
Coût investissement	280 MUSD pour un gazoduc de 24"entre Lagos et Tema, puis 12" entre Tema et Takoradi	35 MUSD pour un gazoduc de 12 " entre Lagos et le Bénin (Sakete)
Coût économique de livraison au Bénin (incl. amort. Invest.)	0.6 à 0.8 USD/GJ de gaz naturel	0.6 à 0.8 USD/GJ de gaz naturel
Coût économique du gaz naturel a Warri au Nigéria	0.3 à 0.4 USD/GJ	0.3 à 0.4 USD/GJ

2.7.1.3. Exploitation du gisement de Sèmè

Il convient de noter que le Bénin avec 2.1 Gm³ de réserve de gaz à Sèmè envisage l'installation d'une Centrale à gaz de 40 MW; qui pourrait fonctionner pendant 20 ans.

Le coût total des investissements est repris au tableau 2.7.1.3/1 ci-après.

Tableau 2.7.1.3/1: Caractéristiques économiques du gisement de gaz de Sèmè.

Puits	6 - 7 M \$
Gazoduc	6 - 7 M \$
Usine électrique	15 M \$
Coût total	27 à 29 M \$

Si le gisement de Sèmè est mis en exploitation, plusieurs options peuvent être envisagées:

- soit le gaz est consommé dans une unité turbine à gaz dédiée au projet, par exemple en l'absence de réalisation de gazoduc avec le Nigéria,
- soit le gaz est injecté dans le gazoduc en provenance du Nigéria et est consommé par le Bénin, voire exporté vers le Togo ou le Ghana. Dans ce dernier cas, il faut s'attendre à ce qu'il doive être vendu à un prix identique ou inférieur au prix proposé par le Nigéria pour son gaz naturel,
- soit le gisement est conservé pour être mis en exploitation plus tard ou en cas de défaillance de l'alimentation en gaz naturel à partir du Nigéria.

2.7.2 Les gisements de tourbe

Le Bénin dispose de gisements de tourbe à l'ouest de Cotonou. Des expériences sont en cours actuellement en vue de déterminer l'exploitabilité de ces gisements. Les expériences tentées actuellement ont pour objectif de vérifier l'acceptabilité des briquettes fabriquées à partir de la tourbe extraite et séchée comme substitut du bois et du charbon de bois pour la cuisson des aliments.

Les réserves de tourbe sont estimées à plus de 12.5 Mtonnes de tourbe à 50% d'humidité. Les tourbières sont situées entre Cotonou et Ouidah. D'autres tourbières seraient disponibles dans les vallées de l'Ouémé et du Mono.

Les caractéristiques techniques de la tourbe sont indiquées au tableau 2.7.2/1 ci-après.

Tableau 2.7.2/1: Caractéristiques techniques de la tourbe.

	Caractéristique moyennes
Contenu énergétique	14.2 Mj/kg de tourbe séchée
Contenu en cendres	25.4%
Carbone fixé	17.2%
Matières volatiles	47.2%
Contenu en eau	10.1%

Il n'existe pas encore d'exploitation commerciale de la tourbe, dont l'usage le plus probable consisterait en une substitution du bois de feu et du charbon de bois pour la cuisson des aliments ou pour les petites et moyennes entreprises dont les consommations énergétiques pourraient être substituées par de la tourbe (boulangeries, briqueteries, fours, cimenteries). Les propositions de réalisation de centrales électriques utilisant la tourbe comme combustible ne seront en aucun cas économiquement justifiables, même en supposant que la tourbe soit disponible à un coût économique nul, en raison du coût d'investissement élevé de ce genre de centrales thermiques et de la concurrence du gaz naturel et de l'énergie importée au travers des interconnexions.

Les coûts d'extraction de la tourbe ne sont pas encore disponible, puisqu'aucune expérience commerciale n'a été tentée jusqu'à présent.

La tourbe constitue donc une option potentielle pour la fourniture d'énergie au Bénin, mais il faudra améliorer considérablement l'efficacité de son extraction pour devenir compétitive avec les autres sources d'énergie

Chapitre 3 : Les principaux enjeux du secteur de l'énergie

3.1

La gestion économique du secteur de l'énergie

Le principal enjeu de la politique énergétique d'un pays consiste généralement à assurer la fourniture de l'énergie aux conditions de coût et de sécurité d'approvisionnement optimales. Ces deux objectifs peuvent cependant être contradictoires et nécessiter un compromis.

L'objectif essentiel poursuivi dans l'étude est bien de déterminer quel seraient les modalités d'un approvisionnement énergétique aux conditions les plus favorables, tout en prenant au mieux en considération les aspects de sécurité d'approvisionnement compte tenu du caractère essentiellement importateur du Bénin.

Les aspects qui sont traités dans l'analyse prennent en compte toutes les possibilités d'approvisionnement énergétiques qui s'offrent au Bénin, tant du point de vue des ressources nationales que du point de vue des importations.

Les ressources nationales qui peuvent être mises en valeur sont les suivantes: le bois de feu, les hydrocarbures, la tourbe, les énergies renouvelables et l'hydroélectricité. L'usage intensif du bois de feu, éventuellement sous la forme de charbon de bois, conduit à la déplétion des ressources forestières. La présente étude propose des solutions économiques à ce problème à long terme.

Du point de vue des importations, le Bénin peut compter sur les importations d'électricité en provenance du Ghana et de Côte d'Ivoire, mais également sur la fourniture d'électricité à partir du Nigéria. Les combustibles pétroliers sont importés à partir des marchés internationaux.

Enfin, la perspective d'un gazoduc Nigéria - Ghana ou même le projet de construction d'un gazoduc pour les seuls besoins du Bénin (et du Togo en matière électrique), permettent d'envisager une diversification du bilan énergétique à des conditions économiquement, techniquement et environnementalement favorables.

L'ensemble de ces aspects, ainsi que leurs interactions doivent être analysés en détail, compte tenu des informations disponibles, afin de déterminer les voies d'un développement énergétique économiquement optimal, ce qui fait l'objet de la présente étude.

3.2 L'utilisation rationnelle de l'énergie

3.2.1 Un meilleur suivi de l'utilisation de l'énergie

L'utilisation rationnelle de l'énergie permet d'augmenter significativement l'efficacité de l'usage énergétique, mais requiert une connaissance approfondie de l'ensemble de la structure consommation/approvisionnement du système énergétique. Sans cette connaissance la prise de décision ne peut être efficace et risque de ne pas atteindre les objectifs escomptés.

Dès lors, l'un des enjeux important du secteur est la mise sur pied d'un système de collecte d'information et d'analyse du système énergétique, sur base permanente, dont les capacités permettront le suivi et la prise de décision rationnelle dans le secteur.

3.2.2 La promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie

La promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie sera essentielle à la résolution des contraintes du système énergétique béninois dans les 20 prochaines années, particulièrement dans le domaine des énergies traditionnelles.

C'est en effet dans ce secteur, qui touche une très grande majorité de la population Béninoise que les efforts de persuasion les plus grands devront être consentis afin d'obtenir des changements d'habitudes et de mode de vie séculaires. Le passage de la cuisson au bois de feu ou au charbon de bois vers des modes de cuisson basé sur des foyers améliorés ou au kérosène permet non seulement de résoudre le problème de la déplétion des ressources forestières, mais également augmentera sensiblement l'efficacité du système énergétique au niveau de la demande d'énergie domestique.

3.3 Réduction des nuisances du secteur de l'énergie sur l'environnement

Un des principaux défis du Bénin est la mise en place une stratégie énergétique qui soutient le développement économique et social du pays tout en réduisant les nuisances du ce secteur de l'énergie sur l'environnement.

En effet, en matière d'environnement, la prévention est nettement moins coûteuse que l'assainissement. Il est donc urgent de prendre des mesures visant à réduire les nuisances sur l'environnement.

Les 2 grandes sources de nuisance sont la consommation d'hydrocarbures dans le secteur du transport et la production de bois de feu pour l'approvisionnement des villes.

Comme nous l'avons vu précédemment, le Bénin consomme principalement:

- 270.000 TEP en produits pétroliers dont 60% sont consommés dans le secteur des transports
- 2,25 millions de tonnes de bois de feu (équivalent à la production soutenable de 37500 km² de savane arborée soit un tiers du territoire national).

Nous décrivons ci-dessous les principaux polluants générés par ces activités

Impact du secteur du transport sur l'environnement:

Le transport routier (mobylettes, voitures et camions) est la principale source de pollution dans le pays. En effet, l'utilisation de produits frelatés et la vétusté du parc automobile ont rendu certains endroits du Bénin irrespirables. C'est d'autant plus dramatique que l'actuelle croissance de la population urbaine rendra la situation de plus en plus critique dans les prochaines années. Cette pollution touchera la grande majorité des Béninois dans la mesure où une bonne partie de la population utilise la marche, le vélo et la mobylette pour se déplacer en ville.

Nous distinguons 2 types de polluants:

Les polluants locaux qui sont responsables de la détérioration de qualité de l'air proche de l'endroit d'émission

Les polluants régionaux et globaux dont la nuisance peut être transportée à plusieurs milliers de kilomètres de leur lieu de production. Ces polluants sont notamment responsables de l'effet de serre et des pluies acides.

A l'échelle du monde, la production de polluants globaux par le Bénin est faible en comparaison avec celle des pays industrialisés. C'est pourquoi, nous nous limitons dans cette étude à la description des principaux polluants responsables de la pollution urbaine qui sont:

– Le monoxyde de carbone (CO)

Le carburant consommé par les véhicules motorisés est la principale production de monoxyde de carbone dans les villes. L'inhalation de CO est extrêmement nocif pour la santé car elle réduit la quantité d'oxygène disponible dans le sang. L'installation de pots catalytiques réduit la production de CO.

– Les hydrocarbures

sont composés d'éléments organiques à chaînes cycliques (aromatiques) et à chaînes droites (aliphatiques). Les aromatiques dans l'essence permettent la formation de NOx. A forte concentration, les hydrocarbures causent des irritations et ont des effets narcotiques. Parmi les aromatiques, nous pouvons citer le benzène, (C6H6) qui est un cancérigène important et le formol qui est un irritant des voies respiratoires. Les normes habituelles autorisent 3% maximum de benzène et 30% de substances aromatiques dans l'essence.

Le kérosène (pétrole lampant) est une source importante de benzène, toluène et xylène. L'utilisation généralisée d'essence frelatée au pétrole, est une cause essentielle de la pollution urbaine.

– Les oxydes d'azote (NOx)

L'oxyde d'azote (NO) réduit la visibilité de l'air, contribue à l'effet de serre, à la formation d'ozone dans la troposphère ainsi qu'à la destruction de l'ozone dans la stratosphère. Le dioxyde d'azote (NO2) peut provoquer des affections pulmonaires, des bronchites, des maux de tête,...

– Les poussières

Les poussières (particules de moins de 10 microns de grandeur) réduisent la visibilité et réagit avec d'autres polluants pour générer de nouveaux polluants. Les poussières contribuent également aux maladies respiratoires. Ces poussières proviennent pour la majeure partie de l'utilisation de diesel de mauvaise qualité dont les effets peuvent être accentués par la mauvaise qualité des lubrifiants, le manque d'entretien et la vétusté des véhicules et les encombrements de circulation.

– Le plomb

Comme le corps humain absorbe le plomb en le rejetant très lentement, une exposition au plomb peut être toxique même à faible dose. Le plomb affecte le système nerveux des enfants et provoque des névralgies. A forte concentration, il peut même entraîner la mort.

On estime que le plomb contenu dans l'essence est responsable de 60% des émissions totales de plomb contenu dans l'atmosphère. Dans les villes à forte congestion, cela peut atteindre 90%.

Le Bénin ne disposant pas de réseaux de systèmes de mesure de la qualité de l'air, il est difficile de disposer de données sur les pollutions urbaines et industrielles de même que de quantifier les origines des principales pollutions .

Impact de la production de bois de feu pour l'approvisionnement des villes sur l'environnement

Certaines zones le long des grands axes routiers ont entièrement été déboisées par l'exploitation du bois de feu pour l'approvisionnement des villes. La disparition des arbres favorise l'érosion des sols et l'épuisement des nappes phréatiques. La demande urbaine de bois de feu est un facteur important de déboisement dans les zones d'approvisionnement des grandes villes. Par contre, dans les autres zones du pays, l'agriculture itinérante, la culture sur brûlis et le surpâturage sont les principales causes de ce déboisement.

La combustion de bois ou de résidus végétaux à feu ouvert ou dans de simples foyers rejette plusieurs centaines de substances dont certaines sont polluantes (poussières, monoxyde de carbone, NOx, Formaldéhyde, ...). Certaines études ont montré que l'utilisation régulière du feu ouvert à l'intérieur des habitations pouvait être à l'origine d'infections respiratoires chez les enfants.

3.4 Une meilleure organisation du secteur de l'Energie

A partir du diagnostic des différents sous-secteurs, nous pouvons énumérer les principaux défis que rencontre le secteur :

Au niveau de la stratégie-suivi et évaluation

- Définir rapidement sur la base de la présente étude, une stratégie cohérente de développement de tout le secteur énergétique qui rencontre les priorités du Gouvernement Béninois.
- La mise en place d'un système de collecte de données (production et consommation) dans les différents sous-secteurs et l'installation d'une base de données. Ce système d'information est essentiel pour permettre un suivi efficace du secteur.
- Mise en place d'une structure de coordination des différentes stratégies sous-sectorielles.
- Créer une structure suffisamment décentralisée et flexible pour la promotion des énergies renouvelables, la préélectrification et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Au niveau de la réglementation et du contrôle

- Préparation des réglementations en matière d'installations électriques et de distribution des produits pétroliers.
- Mise en place de structure de contrôle et d'agrément pour les installations électriques.
- Mobiliser les ressources humaines nécessaires en vue d'appliquer la loi forestière.

- Définir le cadre légal adapté à la préélectrification rurale, à l'autoproduction et à la gestion des énergies renouvelables.

Au niveau de la planification, production et distribution

- Préparation des schémas directeurs pour l'approvisionnement des villes en bois de feu
- Oeuvrer à l'amélioration des rendements de carbonisation.
- Favoriser les initiatives privées et la participation des bénéficiaires dans les projets de préélectrification et d'énergie renouvelable.
- Préciser les missions des entreprises d'état (Sonacop et SBEE, CEB) et du PPS.

Au niveau de la consommation

Sensibiliser et conscientiser les populations à:

- l'utilisation rationnelle de l'énergie;
- une meilleure gestion de leur patrimoine forestier;
- l'emploi de carburants non frelatés;
- mieux utiliser le bois de feu;
- l'utilisation des équipements à haut rendement énergétique.

Au niveau des ressources financières

- Mobiliser les moyens financiers nécessaires à la préservation du patrimoine forestier et au développement des énergies renouvelables et de la préélectrification rurale.
- Mise en place d'une tarification de l'énergie électrique qui tienne compte de l'évolution des différents coûts rencontrés par la SBEE et la CEB (combustible, investissement et frais de maintenance).
- Prévoir un prix attractif pour le rachat de l'électricité provenant des énergies renouvelables.

C'est ainsi que nous proposons au chapitre 6 une réorganisation du secteur de l'énergie.

Chapitre 4 : Stratégies pour le secteur de l'électricité

4.1 Planification du système énergétique global

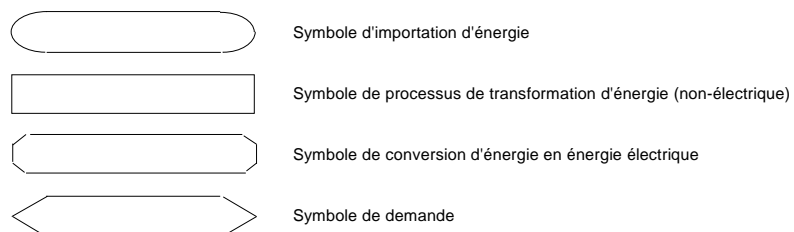
4.1.1 Introduction

Le modèle MARKAL, dont les principales caractéristiques sont exposées à l'annexe 4.1.1, calcule une solution de plan de développement de moindre coût pour chaque stratégie étudiée. Pour rappel, les hypothèses sont les suivantes :

- Le taux d'actualisation est de 10%
- Cinq périodes de 5 années ont été considérées, centrées respectivement en 1995, 2000, 2005, 2010, 2015 et 2020. Le détail des calculs est obtenu pour chacune de ces années, à savoir les investissements requis dans le secteur électrique, les énergies importées pour chaque type de combustible, les coûts d'investissements et les coûts proportionnels associés au développement du système énergétique Béninois.
- Les dépenses d'investissement et de fonctionnement peuvent se réaliser à partir du début de l'année 1997. Lors du calcul d'actualisation, toutes les dépenses sont actualisées au début de l'année 1996.

La modélisation du système électrique effectuée dans le cadre de cette étude prend en compte une répartition de la demande entre trois saisons : la saison humide, la saison sèche et une période de sécheresse. Pour chacune de ces saisons, deux niveaux de charge correspondant à la pointe de charge (6 heures par jour) et de creux de charge (18 heures par jour) ont été envisagés. Le productible de Nangbeto a été réparti entre ces états et ces niveaux de charge sur base des résultats des simulations publiés dans l'étude de faisabilité du site de Adjarala (*Coyne et Bellier - Juillet 1992*). Toutefois, le productible de Nangbeto a été ajusté pour prendre en compte les résultats des années récentes de production à la centrale, qui améliorent la statistique de productible par rapport aux observations du passé.

Le modèle MARKAL détermine les importations d'énergie et les installations d'équipement qui permettent de satisfaire au moindre coût les demandes d'énergie au cours de la période de planning. Lors de la description des différentes stratégies ci-après, les flux d'énergie sont illustrés dans les annexes 4.1.2 à 4.1.6 pour chaque année-repère de la période de planning. En amont des énergies demandées (données du modèle) figurent les énergies importées et les énergies transformées par les diverses technologies mises en oeuvre. La représentation adoptée lors de l'illustration des flux d'énergie est la suivante :



4.1.2 Stratégie de référence : "Business as usual" ou "Cas de Base"

4.1.2.1 Hypothèses de base de la stratégie.

La première stratégie qu'il est nécessaire d'analyser dans le cadre du Plan Stratégique Energétique du Bénin est celle qui consiste à supposer que le futur sera une prolongation du passé, sans apport de ressources nouvelles ou moins coûteuses que celles qui furent mises à la disposition du pays jusqu'à présent. Cette stratégie, dénommée "Business as usual" repose sur les hypothèses suivantes:

Secteur électrique

Le développement du secteur électrique repose sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1%de S).

Le fonctionnement d'unités thermiques au gaz naturel importé du Nigéria, la mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala et l'interconnexion avec le Nigéria ne sont pas prévus dans le cadre de ce scénario.

Secteur pétrolier

Le secteur du pétrole sera également analysé en supposant que les différentes demandes sont satisfaites, comme par le passé, par des importations correspondantes de chacun des produits consommés.

Secteur énergie traditionnelle

L'analyse du secteur des énergies traditionnelles repose sur l'extrapolation des données du passé quant aux consommations de bois et de charbon de bois, sans introduction de foyers améliorés ou de substitution par d'autres combustibles.

Secteur de la demande

La demande d'énergie est la demande de base, selon les extrapolations décrites dans le premier volume du rapport. La demande est exprimée en énergie utile pour les usages domestiques urbains et ruraux, autres que ceux alimentés par l'électricité. Le concept d'énergie utile exprime l'énergie réellement consommée pour un usage spécifique, en tenant compte du rendement de conversion du dispositif de conversion de la demande associé (lampe, appareil de cuisson, etc). Pour les autres usages (industrie, tertiaire, transport,, etc), la demande est exprimée en énergie finale, c'est à dire l'énergie consommée par chacun des dispositifs consommateurs : (cimenterie, parc automobile, commerces).

4.1.2.2 Bilan Energétique Global (annexe 4.1.2).

Le bilan énergétique prévisionnel du Bénin, dans le cas de base, est donné à l'annexe 4.1.2. Les figures 1 à 6 illustrent les flux dans le système énergétique pour les différentes périodes analysées, exprimées en térajoules. Il est à remarquer que les groupes Diesel d'Akpakpa ou du Togo peuvent fonctionner à partir d'un mélange de combustible.

Les groupes TAG fonctionnent normalement au gasoil. L'importation de gaz naturel n'est pas envisagée dans la présente stratégie de référence.

4.1.2.2.1 Synthèse des approvisionnements en énergie du Bénin.

Le bilan des importations et des productions locales d'énergie est donné au tableau 1 de l'annexe 4.1.2. Dans le cadre de ce scénario de base, le Bénin continuera à importer la totalité des énergies commerciales, à l'exception de l'énergie hydroélectrique produite par la centrale de Nangbeto. Le bilan en énergie primaire du Bénin est également illustré à la figure 7 (avec énergies traditionnelles) et à la figure 8 (hors énergies traditionnelles) de l'annexe 4.1.2.

En ce qui concerne les énergies traditionnelles, renouvelables et domestiques, la production de bois de feu devra suivre la croissance de la population. Il en va de même pour la production d'énergie à partir de résidus agricoles. Le présent scénario est basé sur des prévisions de production de bois de feu qui sont telles que, même à l'horizon de l'étude, la demande peut encore être satisfaite sans affecter le potentiel sylvicole.

La production d'énergie hydroélectrique reste stable, puisqu'il n'y a pas de nouvel investissement autorisé dans le cadre de ce scénario.

La consommation totale d'énergie primaire (qui comprend également les importations d'électricité nécessaires à l'alimentation du Togo), passe de 46.6 PJ à 128.6 PJ, soit une croissance de 4.14%/an. Les importations d'énergie commerciales passeront de 13.294 PJ à 51.21 PJ, ce qui correspond à une croissance de 5.5%/an.

Les énergies commerciales représentent 29.8% de l'approvisionnement énergétique en 1995 et 40.3% en 2020. La croissance de la part de marché des énergies commerciales provient de la croissance économique du pays, qui est supérieure à la croissance démographique, cette dernière étant le principal facteur explicatif de la croissance des énergies traditionnelles.

4.1.2.2.2 Consommations d'énergie

Le tableau 2 de l'annexe 4.1.2 décrit la consommation relative aux différents vecteurs énergétiques.

Les remarques suivantes peuvent être formulées :

- La consommation de kérosène se situe principalement dans le secteur domestique, rural et urbain. La croissance de kérosène dans le secteur urbain domestique est supérieure à la croissance en zone rurale, en raison de la croissance plus importante de la population urbaine.

- La consommation de gasoil augmente considérablement pendant la période de l'étude, elle est multipliée par 7.79, soit une croissance de 8.55%/an. Cette croissance se produit principalement dans la seconde moitié de la période, en raison de la mise en service de groupes à cycle combiné consommant du gasoil. Cette dernière consommation représente à elle seule plus de la moitié de la consommation de gasoil du pays en 2020.
- La consommation principale de fioul lourd se situe dans les cimenteries. Il faut également mentionner une consommation importante de fioul lourd dans les groupes diesel existants, pour la période centrée autour de l'année 2000. Ce sont principalement les groupes localisés au Togo qui sont appelés à fonctionner, en raison de leur rendement plus favorable (la puissance unitaire des groupes est plus élevée).
- La consommation d'électricité croît selon les prévisions effectuées dans l'analyse de la demande. Il faut remarquer que la part du Bénin dans le système CEB est de 36.3% en 1995 et devient 44% en 2020.
- En ce qui concerne la consommation de bois de feu, il faut constater que la part de bois de feu réservé à la production de charbon de bois passe de 16.6% en 1995 à 18.7% en 2020. Cette hausse de la consommation de bois pour la préparation du charbon de bois s'explique également par la croissance plus rapide de la population urbaine et fait apparaître le besoin en moyens de cuisson plus efficaces pour la population urbaine.

4.1.2.2.3 Production d'électricité sur le réseau interconnecté

La production d'électricité sur le réseau interconnecté est effectuée à partir des sources décrites au tableau 3 de l'annexe 4.1.2. La répartition de la production d'électricité entre les différents moyens de production est illustrée à la figure 9 de l'annexe 4.1.2. La capacité des unités existantes et le planning d'installation des nouvelles unités sont décrits au tableau 7.

- L'importation d'électricité (à partir du Ghana) diminue fortement en 2005 suite à l'installation des unités "Cycle Combiné" mais se rétablit en 2010. Il est à noter que le prix d'importation de l'électricité à partir du Ghana reste constant au cours du temps tandis que le coût du combustible (gasoil) augmente d'une année à l'autre.
- Les importations sont limitées à 500 GWh et 80 MW. Le coût des importations est de 25 XOF/kWh, ce qui correspond au prix de vente actuel de la VRA à la CEB.
- La production hydroélectrique moyenne reste constante à 608 TJ/an ou 168 GWh, ce qui correspond au productible de la centrale de Nangbeto.
- Les unités diesel du Togo interviennent dans la production électrique pour la période qui comprend l'année 2000. Par après, le

renchérissement prévisible des prix des produits pétroliers conduit à installer des unités à cycle combiné.

- A partir de l'année 2005, des unités à cycle combiné sont nécessaires pour l'alimentation du réseau interconnecté. Ces unités ont une capacité installée de 120 MW en 2005, de 240 MW en 2015 et de 360 MW en 2020.
- A partir de la période centrée autour de l'année 2015, des turbines à gaz sont également mises en service avec une puissance de 40 MW en 2015. Ces unités sont nécessaires pour assurer la réserve de puissance installée du système électrique, qui est de 20% de la pointe de charge de l'année considérée. Cette contrainte de réserve devient active lorsque la part des machines thermiques dans la production d'électricité devient prépondérante.

4.1.2.2.4 Répartition de la demande d'énergie finale

Le tableau 4 de l'annexe 4.1.2 décrit la répartition de la demande d'énergie finale selon le type d'énergie. Ce tableau permet d'évaluer la consommation énergétique de chaque secteur économique du Bénin, ainsi que les énergies consommées par le secteur domestique.

Ce tableau ne comprend pas les consommations des industries de transformation de l'énergie. Il est spécifique au Bénin car la consommation d'électricité pour le Togo n'y a pas été incorporée.

La consommation totale d'énergie finale passe de 42.3 PJ en 1995 à 108.7 PJ en 2020.

4.1.2.2.5 Répartition de la demande d'énergie utile

La notion d'énergie utile est relative à l'énergie réellement transformée en bien ou service. Dans le cadre de la présente étude, cette notion n'est pertinente que dans le cadre du secteur domestique pour lequel plusieurs sources d'énergies entrent en compétition pour la satisfaction des usages domestiques tels que cuisson et éclairage.

Le tableau 5 décrit la demande en énergie utile pour le secteur domestique. Pour les autres secteurs, la demande d'énergie utile est identique à la demande d'énergie finale.

4.1.2.2.6 Résumé des coûts du système énergétique

Le tableau 6 de l'annexe 4.1.2 décrit les dépenses d'investissement et de fonctionnement du système énergétique pour chaque année-repère de la période de planning (en MXOF). Ces dépenses sont réparties en quatre catégories :

- les coûts d'investissement par technologie, à payer à l'année indiquée
- les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance

- les coûts variables annuels d'opération et de maintenance
- les coûts annuels des ressources (combustibles)

La dernière colonne du tableau 6 exprime le coût des dépenses actualisé à l'année 1996. Le total des coûts de cette dernière colonne est le coût actualisé total de la stratégie considérée et constitue un indicateur de performance de cette stratégie, soit dans le cas présent, un total de **908.4 GXOF**.

Il faut remarquer que si le bois de feu est à l'origine de 73% des approvisionnements du pays en 1995, son coût économique reste faible, de l'ordre de 12.1%. En 2020, ces proportions passent respectivement à 53% et 5%.

4.1.2.2.7

Estimation des coûts marginaux de la production d'électricité

Le coût marginal de la production d'électricité est le reflet du coût des unités qui sont appelées à la marge du système, c'est à dire celles qui assurent la production la plus coûteuse aux différents paliers de charge.

Comme hypothèse, on suppose que la croissance de la capacité installée dans le réseau interconnecté de la CEB serait réalisée à l'aide d'unités à cycles combinés alimentés au gasoil, en l'absence de nouvelles interconnexions et en l'absence de la centrale de Adjarala. Dans ce cas, il s'agit du coût à long terme des unités à cycle combiné augmentées de 25% de puissance en turbines à gaz pour les besoins de la pointe de charge et de la réserve de puissance.

Des calculs ont montré que le coût moyen à long terme (CMLT) de développement de la production d'électricité s'élève à 39.76 XOF/kWh.

Le coût variable de production d'électricité par des unités à cycle combiné alimenté au gasoil s'élève à 24.84 XOF/kWh.

4.1.3 Stratégie avec Adjarala

4.1.3.1 Hypothèses de base de la stratégie.

La stratégie suivante qu'il est nécessaire d'analyser dans le cadre du Plan Stratégique Energétique du Bénin est celle qui consiste à introduire une nouvelle ressource hydroélectrique nationale. Il s'agit de la centrale de Adjarala, dont les études sont les plus avancées et dont les coûts ont été revus récemment en tenant compte des valeurs observées dans les offres remises pour le projet Manantali-Energie. Cette stratégie, dénommée "Adjarala" repose sur les hypothèses suivantes :

Secteur
électrique

Le développement du secteur électrique repose sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est supposée possible à partir de la période 2005.

Secteur
pétrolier,
secteur
énergie
traditionnelle
et secteur de
la demande

Les hypothèses relatives à ces secteurs sont identiques à celles retenues dans la stratégie de référence.

Plusieurs calculs ont été effectués en fixant successivement les années de mise en service de la centrale d'Adjarala. La solution de moindre coût consiste à prévoir sa mise en service pour la période 2005. Les résultats présentés dans les paragraphes suivants sont relatifs à une mise en service de Adjarala en 2005.

4.1.3.2 Bilan Energétique Global (annexe 4.1.3).

Le bilan énergétique prévisionnel du Bénin, dans le cas "Adjarala", est donné à l'annexe 4.1.3. Les figures 1 à 6 illustrent les flux dans le système énergétique pour les différentes périodes analysées, exprimées en térajoules. Il est à remarquer que les groupes Diesel d'Akpakpa ou du Togo peuvent fonctionner à partir d'un mélange de combustible. Les groupes TAG fonctionnent normalement au gasoil.

4.1.3.2.1 Synthèse des approvisionnements en énergie du Bénin.

Le bilan des importations et des productions locales d'énergie est donné au tableau 1 de l'annexe 4.1.3. Dans le cadre de cette stratégie "Adjarala", le Bénin diminuera ses importations en raison de la production hydroélectrique nationale plus importante. Le bilan en énergie primaire du Bénin est également illustré à la figure 7 (avec énergies traditionnelles) et à la figure 8 (hors énergies traditionnelles) de l'annexe 4.1.3.

La production d'énergie hydroélectrique augmente en raison de la mise en service de la centrale de Adjarala. La production passe de 606 TJ à 1686 TJ, à partir de 2005, lorsque la centrale de Adjarala est mise en service.

La consommation totale d'énergie primaire (qui comprend également les importations d'électricité nécessaires à l'alimentation du Togo), passe de 46.6 PJ à 127.1 PJ, soit une croissance de 4.09%/an. Les importations d'énergie commerciales passeront de 13.294 PJ à 48.602 PJ, ce qui correspond à une croissance de 5.32%/an.

Les énergies commerciales représentent 29.8% de l'approvisionnement énergétique en 1995 et 39.6% en 2020. Comparativement au cas de base, l'importation de gasoil est moins importante à partir de la période 2005, après la mise en service de la centrale d'Adjarala.

4.1.3.2.2 Consommation d'énergie

Le tableau 2 de l'annexe 4.1.3 décrit la consommation relative aux différents vecteurs énergétiques.

Les remarques suivantes peuvent être formulées.

- La consommation de gasoil augmente pendant la période de l'étude, mais nettement moins rapidement que dans le cas de base. Cette croissance se produit principalement à partir de la période 2015, en raison de la mise en service de groupes à cycle combiné consommant du gasoil. Une consommation de gasoil a lieu dans les groupes diesel existants (Akpakpa en 2010). Après cette date, les groupes diesel existants sont déclassés.
- La consommation principale de fioul lourd se situe dans les cimenteries. Il faut également mentionner une consommation importante de fioul lourd dans les groupes diesel existants en 2000, 2005 et 2010. Ce sont principalement les groupes localisés au Togo qui sont appelés à fonctionner, en raison de leur rendement plus favorable (la puissance unitaire des groupes est plus élevée).

4.1.3.2.3 Production d'électricité sur le réseau interconnecté

La production d'électricité sur le réseau interconnecté est effectuée à partir des sources indiquées au tableau 3 de l'annexe 4.1.3. La répartition de la production d'électricité entre les différents moyens de production est illustrée à la figure 9 de l'annexe 4.1.3. La capacité des unités existantes et le planning d'installation des nouvelles unités sont décrits au tableau 7.

- La production hydroélectrique moyenne passe de 608 TJ/an à 1687 TJ/an en 2005 lors de la mise en service de Adjarala.
- Les unités diesel du Togo interviennent dans la production électrique pour les périodes comprises entre 2000 et 2010. L'utilisation de ces

unités est préférable à la mise en service de nouveaux groupes thermiques.

- A partir de l'année 2010, des TG-gasoil sont nécessaires pour l'alimentation du réseau interconnecté. Ces unités ont une capacité installée de 40 MW en 2010 qui passe à 80 MW en 2015. Durant cette période, une unité à cycle combiné de 120 MW est ajoutée. Une même unité de 120 MW est ajoutée également au cours de la période 2020. A cause de la production plus importante d'énergie hydraulique, les investissements en unités thermiques sont moins importants que pour le cas de base. La puissance hydro disponible permet de réduire la capacité installée en turbines à gaz, qui servent essentiellement à la puissance de réserve.

4.1.3.2.4 Répartition de la demande d'énergie finale

Le tableau 4 de l'annexe 4.1.3 reprend la répartition de la demande d'énergie finale selon le type d'énergie. Ce tableau permet d'évaluer la consommation énergétique de chaque secteur économique du Bénin, ainsi que les énergies consommées par le secteur domestique.

Ce tableau ne comprend pas les consommations des industries de transformation de l'énergie. Il est spécifique au Bénin car la consommation d'électricité pour le Togo n'y a pas été incorporée.

La consommation totale d'énergie finale reste inchangée par rapport à celle observée dans le cas de base.

4.1.3.2.5 Répartition de la demande d'énergie utile

L'énergie utile reprise au tableau 5 de l'annexe 4.1.3 est inchangée par rapport au cas de base.

4.1.3.2.6 Résumé des coûts du système énergétique

Le tableau 6 de l'annexe 4.1.3 décrit les dépenses d'investissement et de fonctionnement du système énergétique pour chaque année-repère de la période de planning (en MXOF). Ces dépenses sont réparties en quatre catégories :

- les coûts d'investissement par technologie, à payer à l'année indiquée
- les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance
- les coûts variables annuels d'opération et de maintenance
- les coûts annuels des ressources (combustibles)

La dernière colonne du tableau 6 exprime le coût des dépenses actualisé à l'année 1996.

Le total des coûts de cette dernière colonne est le coût actualisé total de la stratégie considérée (avec Adjarala) et constitue un indicateur de performance de cette stratégie, soit dans le cas présent, un total de **892.9 GXOF**. Une stratégie avec Adjarala s'avère donc intéressante par rapport au cas de base.

4.1.3.2.7 Analyse des coûts marginaux de la production d'électricité

Le coût marginal de la production d'électricité est le reflet du coût des unités qui sont appelées à la marge du système, c'est à dire celles qui assurent la production la plus coûteuse aux différents paliers de charge.

Le coût de production de la centrale de Adjarala s'élève à 33.49 XOF/kWh, ce qui est inférieur au coût de développement de la production d'électricité basé sur les unités à cycle combiné alimentées au gasoil, qui s'élève à 39.76 XOF/kWh. Cette valeur inférieure du coût du kWh produit par la centrale hydroélectrique de Adjarala explique son entrée dans le système de production d'électricité dès 2005.

4.1.4 Stratégie avec interconnexion à partir de la Côte d'Ivoire

4.1.4.1 Hypothèses de base de la stratégie.

La stratégie suivante qu'il est nécessaire d'analyser dans le cadre du Plan Stratégique Energétique du Bénin est celle qui consiste à introduire, en plus de la centrale hydroélectrique de Adjarala, des importations plus importantes depuis le Ghana et la Côte d'Ivoire. Cette stratégie, dénommée "Interconnexion CIE" repose sur les hypothèses suivantes:

Secteur électrique

Le développement du secteur électrique repose sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que des groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65MW), soit de la CIE (540 GWh, 65MW). La limite totale d'importation, (130 MW) est imposée afin de conserver une sécurité d'alimentation en cas d'incident simple sur la liaison CEB-VRA (Lomé-Akosombo: 2 ternes en 161 kV). Le total d'énergie électrique importée peut donc s'élever à un maximum de 3600 TJ/an. L'énergie peut être importée du Ghana à un prix de 25 XOF/kWh et de la CIE à un prix de 35 XOF/KWh.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

Secteur pétrolier, secteur énergies traditionnelles et renouvelable, secteur de la demande

Les hypothèses relatives à ces secteurs sont identiques à celles retenues dans le scénario de base.

Plusieurs calculs ont été effectués en cas d'absence de l'ouvrage d'Adjarala et en fixant successivement les années de mise en service de cet ouvrage en 2005, 2010, 2015. La solution de moindre coût consiste à prévoir sa mise en service pour la période 2010. Le surcoût d'investissement entraîné par une mise en service plus proche n'est pas compensé par le bénéfice de substitution de combustibles fossiles. Les résultats présentés dans les paragraphes suivants sont relatifs à une mise en service de Adjarala en 2010.

4.1.4.2 Bilan Energétique Global (annexe 4.1.4).

Le bilan énergétique prévisionnel du Bénin, dans le cas "Interconnexion CIE", est donné à l'annexe 4.1.4. Les figures 1 à 6 illustrent les flux dans le système énergétique pour les différentes périodes analysées.

4.1.4.2.1 Synthèse des approvisionnements en énergie du Bénin.

Le bilan des importations et des productions locales d'énergie est donné au tableau 1 de l'annexe 4.1.4.

Le bilan en énergie primaire du Bénin est également illustré aux figures 7 (avec énergies traditionnelles) et 8 (hors énergies traditionnelles) de l'annexe 4.1.4.

La production d'énergie hydroélectrique augmente en raison de la mise en service de la centrale de Adjarala. La production passe de 608 TJ à 1780 TJ, à partir de 2010, lorsque la centrale de Adjarala est mise en service.

La consommation totale d'énergie primaire (qui comprend également les importations d'électricité nécessaires à l'alimentation du Togo), passera de 46.8 PJ à 127.3 PJ, soit une croissance de 4.08/an. Les importations d'énergie commerciales passeront de 13.51 PJ à 48.8 PJ, ce qui correspond à une croissance de 5.17%/an. Les importations d'électricité augmentent jusqu'à la période 2005 et diminuent ensuite, après l'installation de la centrale d'Adjarala.

Les énergies commerciales représentent 30.1% de l'approvisionnement énergétique en 1995 et 39.7% en 2020. Comparativement au cas de base, l'importation de gasoil est plus importante pour les périodes 1995 et 2000 et beaucoup moins importante ensuite vu la présence d'Adjarala. Ce comportement est inverse pour ce qui concerne les importations d'électricité.

4.1.4.2.2 Consommation d'énergie

Le tableau 2 de l'annexe 4.1.4 décrit la consommation relative aux différents vecteurs énergétiques.

Les remarques suivantes peuvent être formulées.

- A partir de la période 2005, la consommation de gasoil est très inférieure aux valeurs observées dans le cas de base et seulement présente dans le secteur électrique durant les deux dernières périodes, en raison de la mise en service de groupes à cycles combinés. Par ailleurs, la consommation de gasoil dans les groupes diesel existants au Togo est significative lors des périodes 1995, 2000 et 2010. Après cette date, les groupes diesel existants sont déclassés.
- La consommation principale de fioul lourd se situe dans les cimenteries. Il faut également mentionner une consommation importante de fioul lourd dans les groupes diesel existants en 1995, 2000 et 2010. Ce sont principalement les groupes localisés au Togo qui sont appelés à fonctionner, en raison de leur rendement plus favorable (la puissance unitaire des groupes est plus élevée).

4.1.4.2.3 Production d'électricité sur le réseau interconnecté

La production d'électricité sur le réseau interconnecté est effectuée à partir des sources indiquées au tableau 3 de l'annexe 4.1.4. La répartition de la production d'électricité entre les différents moyens de production est illustrée à la figure 9 de l'annexe 4.1.4. La capacité des unités existantes et le planning d'installation des nouvelles unités sont décrits au tableau 7.

- L'importation d'énergie électrique culmine en 2005 à 3124 TJ/an, soit 867 GWh. Après cela, l'installation progressive d'unités à cycles combinés tend à réduire le rôle de l'énergie importée de Côte d'Ivoire à un rôle de sécurité et de complément d'approvisionnement lorsque l'énergie hydroélectrique est défaillante.
- La production hydroélectrique moyenne passe de 608 TJ/an, soit 168 GWh, à 1780 TJ/an en 2010 lors de la mise en service de Adjarala.
- Les unités diesel du Togo interviennent dans la production électrique pour les périodes comprises 1995, 2000 et 2010. L'utilisation des unités est préférable à la mise en service de nouveaux groupes thermiques.
- A partir de l'année 2015, des unités à cycle combiné sont nécessaires pour l'alimentation du réseau interconnecté. Ces unités ont une capacité installée de 120 MW en 2015 et devient 240 MW en 2020. Par rapport au cas de base, ces unités sont donc installées beaucoup plus tard en suite de la présence de plus d'énergie hydroélectrique et de l'interconnexion supplémentaire avec la Côte d'Ivoire.
- Une turbine à gaz de 40 MW est installée lors de la dernière période pour la satisfaction de la puissance de pointe.

4.1.4.2.4 Répartition de la demande d'énergie finale

Le tableau 4 de l'annexe 4.1.4 reprend la répartition de la demande en énergie finale selon le type d'énergie. Ce tableau permet d'évaluer la consommation énergétique de chaque secteur économique du Bénin, ainsi que les énergies consommées par le secteur domestique.

Ce tableau ne comprend pas les consommations des industries de transformation de l'énergie. Il est spécifique au Bénin, car la consommation d'électricité pour le Togo n'y a pas été incorporée.

La consommation totale d'énergie finale reste inchangée par rapport à celle observée dans le cas de base.

4.1.4.2.5 Répartition de la demande d'énergie utile

L'énergie utile reprise au tableau 5 de l'annexe 4.1.4 est inchangée par rapport au cas de base.

4.1.4.2.6

Résumé des coûts du système énergétique

Le tableau 6 de l'annexe 4.1.4 décrit les dépenses d'investissement et de fonctionnement du système énergétique pour chaque année-repère de la période de planning (en MXOF). Ces dépenses sont réparties en quatre catégories :

- les coûts d'investissement par technologie, à payer à l'année indiquée
- les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance
- les coûts variables annuels d'opération et de maintenance
- les coûts annuels des ressources (combustibles)

La dernière colonne du tableau 6 exprime le coût des dépenses actualisé à l'année 1996. Le total des coûts de cette dernière colonne est le coût actualisé total de la stratégie considérée (avec importation à partir de la Côte d'Ivoire et l'installation d'Adjarala en 2010) et constitue un indicateur de performance de cette stratégie, soit dans le cas présent, un total de **884.9 GXOF**. Une telle stratégie s'avère donc intéressante par rapport au cas de base.

4.1.4.2.7

Analyse des coûts marginaux de la production d'électricité

Le coût de production de la centrale de Adjarala s'élève à 33.49 XOF/kWh, ce qui est inférieur au coût de développement de la production d'électricité basé sur les unités à cycle combiné alimentées au gasoil, qui s'élève à 39.76 XOF/kWh. Cette valeur inférieure du coût du kWh produit par la centrale hydroélectrique de Adjarala explique son entrée dans le système de production d'électricité dès 2010.

Les importations d'électricité constituent un moyen marginal d'alimentation en électricité, puisque la quantité importée n'atteint pas la quantité autorisée. En fait, les importations du Ghana sont utilisées au maximum et les importations de la CIE ne viennent qu'en complément lors d'une saison sèche ou lors d'une année de sécheresse. Les unités à cycle combiné au gasoil alimentent une partie de la charge de base lors des périodes 2015 et 2020 en complément des importations du Ghana.

4.1.5 Stratégie avec interconnexion à partir du Nigeria

4.1.5.1 Hypothèses de base de la stratégie.

La stratégie suivante qu'il est nécessaire d'analyser dans le cadre du Plan Stratégique Energétique du Bénin est celle qui consiste à introduire la possibilité d'une importation d'énergie électrique depuis le Nigeria, en plus de l'importation à partir du Ghana. Cette stratégie, dénommée "Interconnexion NEPA" repose sur les hypothèses suivantes :

Secteur électrique

Le développement du secteur électrique repose sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que des groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65 MW), soit de la CIE (540 GWh, 65MW), soit de la NEPA (1664 GWh, 200 MW). Cette dernière possibilité peut intervenir à partir de la période 2000. Une double ligne permet alors l'alimentation du réseau interconnecté à partir du Nigeria via Sakété. Le total d'énergie électrique importée peut donc s'élever à un maximum de 9592 TJ/an. L'énergie peut être importée du Ghana à un prix de 25 XOF/kWh, de la CIE à un prix de 35 XOF/KWh et de la NEPA à un prix de 25.2 XOF/kWh. Le coût d'investissement de la ligne d'interconnexion s'élève à 21200 MXOF.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

Secteur pétrolier, secteur énergies traditionnelles et renouvelable, secteur de la demande

Les hypothèses relatives à ces secteurs sont identiques à celles retenues dans le scénario de base.

4.1.5.2 Bilan Energétique Global (annexe 4.1.5).

Le bilan énergétique prévisionnel du Bénin, dans le cas "Interconnexion NEPA", est donné à l'annexe 4.1.5. Les figures 1 à 6 illustrent les flux dans le système énergétique pour les différentes périodes analysées.

4.1.5.2.1 Synthèse des approvisionnements en énergie du Bénin.

Le bilan des importations et des productions locales d'énergie est donné au tableau 1 de l'annexe 4.1.5. Le bilan en énergie primaire du Bénin est également illustré aux figures 7 (avec énergies traditionnelles) et 8 (hors énergies traditionnelles) de l'annexe 4.1.5.

La consommation totale d'énergie primaire (qui comprend également les importations d'électricité nécessaires à l'alimentation du Togo), passe de 46.8 PJ à 121.4 PJ, soit une croissance de 3.88%/an. On peut remarquer une importation moindre de gasoil par rapport au cas de base en suite de l'importation plus importante d'électricité. Les importations d'énergie commerciales passeront de 13.51 PJ à 42.9 PJ, ce qui correspond à une croissance de 4.72%/an. Les importations d'électricité augmentent du début à la fin de la période de planning.

Les énergies commerciales représentent 30.1% de l'approvisionnement énergétique en 1995 et 36.8% en 2020.

4.1.5.2.2 Consommation d'énergie

Le tableau 2 de l'annexe 4.1.5 décrit la consommation relative aux différents vecteurs énergétiques.

Les remarques suivantes peuvent être formulées.

- A partir de la période 2000, la consommation de gasoil est très inférieure aux valeurs observées dans le cas de base et n'est plus utilisée dans le secteur électrique, en raison de l'importation d'électricité.
- La consommation principale de fioul lourd se situe dans les cimenteries.

4.1.5.2.3 Production d'électricité sur le réseau interconnecté

La production d'électricité sur le réseau interconnecté est effectuée à partir des sources indiquées au tableau 3 de l'annexe 4.1.5. La répartition de la production d'électricité entre les différents moyens de production est illustrée à la figure 9 de l'annexe 4.1.5. La capacité des unités existantes et le planning d'installation des nouvelles unités sont décrits au tableau 7.

- L'importation d'énergie électrique s'effectue à partir du Ghana et du Nigéria. Cette importation augmente tout au long de la période de planning. Aucune importation à partir de la Côte d'Ivoire ne peut être observée. Aucune nouvelle unité thermique n'est investie.
- La production hydroélectrique de Nangbeto reste constante au cours de la période de planning. Lors de la dernière période 2020, la centrale d'Adjarala est mise en service et sa production hydraulique permet de ralentir la progression de l'importation d'électricité à partir du Nigéria.
- Les unités diesel du Togo interviennent dans la production électrique pour la seule période 1995. L'utilisation de ces unités est préférable à la mise en service de nouveaux groupes thermiques.

4.1.5.2.4 Répartition de la demande d'énergie finale

Le tableau 4 de l'annexe 4.1.5 reprend la répartition de la demande en énergie finale selon le type d'énergie. Ce tableau permet d'évaluer la consommation énergétique de chaque secteur économique du Bénin, ainsi que les énergies consommées par le secteur domestique.

Ce tableau ne comprend pas les consommations des industries de transformation de l'énergie. Il est spécifique au Bénin, car la consommation d'électricité pour le Togo n'y a pas été incorporée.

La consommation totale d'énergie finale reste inchangée par rapport à celle observée dans le cas de base.

4.1.5.2.5 Répartition de la demande d'énergie utile

L'énergie utile reprise au tableau 5 de l'annexe 4.1.5 est inchangée par rapport au cas de base.

4.1.5.2.6 Résumé des coûts du système énergétique

Le tableau 6 de l'annexe 4.1.5 décrit les dépenses d'investissement et de fonctionnement du système énergétique pour chaque année-repère de la période de planning (en MXOF). Ces dépenses sont réparties en quatre catégories :

- les coûts d'investissement par technologie, à payer à l'année indiquée
- les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance
- les coûts variables annuels d'opération et de maintenance
- les coûts annuels des ressources (combustibles)

La dernière colonne du tableau 6 exprime le coût des dépenses actualisé à l'année 1996. Le total des coûts de cette dernière colonne est le coût actualisé total de la stratégie considérée (avec importation à partir du Nigéria et l'installation d'Adjarala en 2020) et constitue un indicateur de performance de cette stratégie, soit dans le cas présent, un total de **855.0 GXOF**. Une telle stratégie s'avère donc intéressante par rapport au cas de base.

4.1.5.2.7 Analyse des coûts marginaux de la production d'électricité

Le coût marginal de la production d'électricité est le reflet du coût des unités qui sont appelées à la marge du système, c'est à dire celles qui assurent la production la plus coûteuse aux différents paliers de charge.

Les importations du Ghana sont utilisées au maximum et les importations de la NEPA viennent assurer le complément de l'ensemble de la production d'électricité. Ce n'est qu'en 2020 que la centrale d'Adjarala peut apporter une contribution significative.

Le coût de production de la centrale d'Adjarala s'élève à 33.49 XOF/kWh. Le coût de transport à partir du Nigéria (par la ligne 330 kV) s'élève à 5.94 XOF/kWh et le prix d'achat considéré est de 25.2 XOF/kWh.

La figure 10 de l'annexe 4.1.5 illustre l'influence du prix de fourniture de l'électricité par le Nigéria sur le volume d'énergie électrique importée au Bénin, lorsque les investissements peuvent se réaliser d'une manière continue. Cette dernière hypothèse n'implique pratiquement pas d'approximation puisque la présente stratégie ne prévoit pas d'investissement particulier en unités de production, hormis la centrale d'Adjarala à la période 2020. Pour un prix d'achat de 4 à 6 MXOF/TJ (14.4 à 21.6 XOF/kWh), l'importation d'électricité à partir du Nigéria va de 2000 à 6000 TJ/an entre le début et la fin de la période de planning. Cette importation diminue de manière significative pour un prix d'achat de 7 à 9 MXOF/TJ (25.2 à 32.4 XOF/ kWh). Elle devient inexistante jusqu'à la période 2010 et relativement faible ensuite si le prix devient 10 MXOF/TJ (36 XOF/kWh).

4.1.6 Stratégie avec importation de gaz à partir du Nigéria

4.1.6.1 Hypothèses de base de la stratégie.

La stratégie suivante qu'il est nécessaire d'analyser dans le cadre du Plan Stratégique Energétique du Bénin est celle qui consiste à introduire la possibilité d'une importation de gaz naturel depuis le Nigéria, en plus de l'importation d'électricité à partir du Ghana. Cette stratégie, dénommée "Importation gaz naturel" repose sur les hypothèses suivantes :

Secteur électrique et gazier

Le développement du secteur électrique peut être assuré par la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que des groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65 MW) à un prix de 25 XOF/kWh.

Une conduite de gaz, aboutissant à Cotonou et en provenance du Nigéria via Sakété, peut fournir le gaz naturel à un prix de 2.0 MXOF/TJ et peut être mise en service dès la période 2000. Son coût d'investissement est de 19170 MXOF.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

Secteur pétrolier, secteur énergies traditionnelles et renouvelable, secteur de la demande

Les hypothèses relatives à ces secteurs sont identiques à celles retenues dans le scénario de base.

4.1.6.2 Bilan Energétique Global (annexe 4.1.6).

Le bilan énergétique prévisionnel du Bénin, dans le cas "Importation gaz naturel", est donné à l'annexe 4.1.6. Les figures 1 à 6 illustrent les flux dans le système énergétique pour les différentes périodes analysées.

4.1.6.2.1 Synthèse des approvisionnements en énergie du Bénin.

Le bilan des importations et des productions locales d'énergie est donné au tableau 1 de l'annexe 4.1.6. Le bilan en énergie primaire du Bénin est également illustré aux figures 7 (avec énergies traditionnelles) et 8 (hors énergies traditionnelles) de l'annexe 4.1.6.

La consommation totale d'énergie primaire (qui comprend également les importations d'électricité nécessaires à l'alimentation du Togo), passe de 46.8 PJ à 131.0 PJ, soit une croissance de 4.22%/an. On peut remarquer une importation moindre de gasoil et de fuel lourd par rapport au cas de base suite à l'importation de gaz naturel.

Les importations d'énergie commerciales passent de 13.51 PJ à 53.6 PJ, ce qui correspond à une croissance de 5.74%/an. Les importations d'électricité sont observées à la période 1995 et 2015.

Les énergies commerciales représentent 29.8% de l'approvisionnement énergétique en 1995 et 41.4% en 2020.

4.1.6.2.2 Consommation d'énergie

Le tableau 2 de l'annexe 4.1.6 décrit la consommation relative aux différents vecteurs énergétiques.

Les remarques suivantes peuvent être formulées :

- A partir de la période 2000, la consommation de gasoil est très inférieure aux valeurs observées dans le cas de base et n'est plus utilisée dans le secteur électrique, en raison de l'importation de gaz naturel qui devient le nouveau type de combustible pour les groupes de production.
- La consommation principale de fioul lourd se situe dans les cimenteries, avant l'arrivée du gaz naturel en 2000.
- La consommation de gaz naturel devient importante pour les turbines à gaz et les cimenteries à partir de 2000. Le gaz naturel alimente les unités à cycle combiné à partir de 2010.
- La substitution de combustible gasoil-gaz naturel intervient aussi pour les diverses industries à partir de 2000.

4.1.6.2.3 Production d'électricité sur le réseau interconnecté

La production d'électricité sur le réseau interconnecté est effectuée à partir des sources indiquées au tableau 3 de l'annexe 4.1.6. La répartition de la production d'électricité entre les différents moyens de production est illustrée à la figure 9 de l'annexe 4.1.6. La capacité des unités existantes et le planning d'installation des nouvelles unités sont décrits au tableau 7.

- L'importation d'énergie électrique s'effectue à partir du Ghana pour les périodes 1995 et 2015.
- La production hydroélectrique de Nangbeto reste constante au cours de la période de planning. La centrale d'Adjarala n'est pas mise en service.
- Les unités diesel du Togo n'interviennent plus dans la production électrique.
- Les turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel produisent de l'électricité à partir de la période 2000 tandis que les unités à cycle combiné produisent à partir de 2010.

Le tableau 7 indique une puissance de 120 à 160 MW pour les turbines à gaz entre 2000 et 2015. Les unités à cycle combiné ont une puissance de 120 MW aux périodes 2010 et 2015. Cette puissance passe à 360 MW pour la dernière période du planning. On peut remarquer que le faible coût de combustible favorise les turbines à gaz par rapport aux unités à cycle combiné, en dépit du rendement plus élevé de ces dernières unités.

4.1.6.2.4 Répartition de la demande d'énergie finale

Le tableau 4 de l'annexe 4.1.6 reprend la répartition de la demande en énergie finale selon le type d'énergie. Ce tableau permet d'évaluer la consommation énergétique de chaque secteur économique du Bénin, ainsi que les énergies consommées par le secteur domestique.

Ce tableau ne comprend pas les consommations des industries de transformation de l'énergie. Il est spécifique au Bénin, car la consommation d'électricité pour le Togo n'y a pas été incorporée.

La consommation totale d'énergie finale reste inchangée par rapport à celle observée dans le cas de base.

4.1.6.2.5 Répartition de la demande d'énergie utile

L'énergie utile reprise au tableau 5 de l'annexe 4.1.6 est inchangée par rapport au cas de base.

4.1.6.2.6 Résumé des coûts du système énergétique

Le tableau 6 de l'annexe 4.1.6 décrit les dépenses d'investissement et de fonctionnement du système énergétique pour chaque année-repère de la période de planning (en MXOF). Ces dépenses sont réparties en quatre catégories :

- les coûts d'investissement par technologie, à payer à l'année indiquée
- les coûts fixes annuels d'opération et de maintenance
- les coûts variables annuels d'opération et de maintenance
- les coûts annuels des ressources (combustibles)

La dernière colonne du tableau 6 exprime le coût des dépenses actualisé à l'année 1996. Le total des coûts de cette dernière colonne est le coût actualisé total de la stratégie considérée (avec importation de gaz naturel à partir du Nigéria) et constitue un indicateur de performance de cette stratégie, soit dans le cas présent, un total de **710.6 GXOF**. Une telle stratégie s'avère donc très intéressante par rapport au cas de base.

4.1.6.2.7 Analyse de sensibilité du volume d'importation de gaz en fonction du prix du gaz

La figure 10 de l'annexe 4.1.6 illustre l'influence du prix de fourniture du gaz naturel par le Nigéria sur le volume d'énergie importée au Bénin, lorsque les investissements peuvent se réaliser d'une manière continue et sans limite de capacité de transport du gaz. Pour un prix d'achat de 0.2 MXOF/TJ tel que considéré dans la présente stratégie, l'importation de gaz à partir du Nigéria va de 0 à 30000 TJ/an entre le début et la fin de la période de planning. Cette importation diminue de manière significative pour un prix d'achat de 2 à 2.5 MXOF/TJ. Elle devient inexistante jusqu'à la période 2010 et relativement faible ensuite si le prix devient 3.5 MXOF/TJ.

4.1.7 Stratégie avec le gisement de Sèmè

Selon les statistiques recueillies dans "Oil and Gas Journal" de 1995, les réserves de gaz pour le gisement de Sèmè s'élèvent à 1.5 Gm³. Pour un investissement de 7020 MXOF (puits et gazoduc) et un pouvoir calorifique du gaz estimé à 36 MJ/Nm³, le coût unitaire du gaz de Sèmè serait de 0.13 MXOF/TJ.

L'exploitation du gisement de Sèmè pourrait s'avérer intéressant puisque le prix d'importation à partir du Nigéria sera supérieur à cette valeur. Dans le cas où l'importation de gaz à partir du Nigéria ne se réalise pas, cette exploitation serait de tout façon intéressante en vue de la substitution de combustible "gasoil-gaz naturel" pour les turbines à gaz et les unités à cycle combiné fonctionnant au gasoil. Etant donné le degré d'incertitude du prix du gasoil importé, l'utilisation du gaz de Sèmè conduit pratiquement à une économie correspondant à la gratuité du combustible pendant une période de temps limitée pour les unités de production et les industries pouvant fonctionner au gaz naturel.

Les réserves de gaz à Sèmè ne représentent cependant qu'un volume correspondant à 4 années d'importation maximale à partir du Nigéria.

4.1.8 Synthèse des résultats

La figure 1 de l'annexe 4.1.8 permet de comparer les différentes stratégies, du point de vue du coût actualisé. D'une stratégie à l'autre, les différentes composantes du coût total actualisé varient fortement. Par exemple, le cas de base obtient le coût actualisé le plus élevé pour ce qui concerne les ressources (importation d'hydrocarbure et bois de feu) tandis que ce coût est le plus faible pour ce qui concerne la stratégie "gaz naturel" vu le faible coût de ce combustible.

Par rapport à la stratégie de référence :

- la stratégie “Adjarala” entraîne un bénéfice actualisé de 15.5 GXOF
- la stratégie “Interconnexion CIE” entraîne un bénéfice actualisé de 23.5 GXOF
- la stratégie “Interconnexion NEPA” entraîne un bénéfice actualisé de 54.3 GXOF
- la stratégie “Gaz naturel” entraîne un bénéfice actualisé de 197.8 GXOF

La comparaison des différentes “figure 9” reprises dans les annexes 4.1.2 à 4.1.6 permet d'évaluer, pour chaque année-repère de la période de planning, la part relative de chaque type d'unité de production et la part relative de l'importation par ligne d'interconnexion pour la satisfaction de la demande d'électricité.

4.2 Planification détaillée du secteur électrique

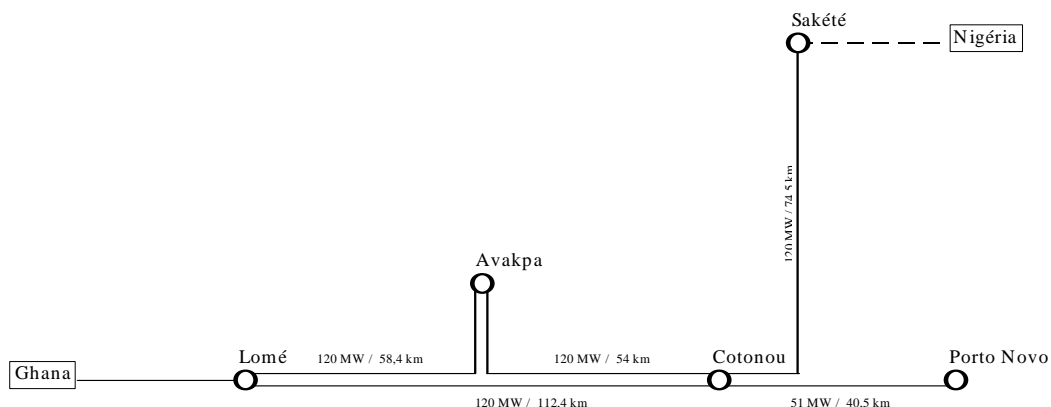
4.2.1 Introduction

Le modèle MARKAL, utilisé dans la section précédente, est un modèle destiné à la planification d'un système énergétique global. A ce titre, il adopte certaines simplifications pour le traitement du secteur particulier de l'électricité. Les principales simplifications adoptées par le modèle MARKAL pour le secteur électrique sont les suivantes :

- le système électrique est considéré comme un système à noeud unique, dépourvu de tout réseau entre les divers noeuds de production ou de consommation.
- la courbe de charge "puissance-durée" est une courbe à deux paliers (pointe et hors pointe)
- la période de temps unitaire considérée pour la planification est une période de cinq ans. Durant chaque période de cinq ans, la demande est supposée constante et les investissements ne peuvent intervenir qu'au milieu de chaque période de cinq ans.

En conséquence, un modèle spécifique au secteur de l'électricité a été utilisé pour apporter plus de précision aux résultats obtenus par le modèle MARKAL. Il peut également apporter une confirmation aux options d'investissement obtenues suite à l'utilisation du modèle MARKAL. Il s'agit du modèle PRELE, dont les principales caractéristiques sont exposées à l'annexe 4.2.1.

Pour le système électrique du Togo-Bénin, un réseau relie les différents centres de production et de consommation comme indiqué ci-dessous, la courbe puissance-durée est construite avec six paliers et une décision d'investissement ou de production peut être exécutée à chaque année de la période de planning (1997-2020). Lors du calcul d'actualisation (réalisé avec un taux de 10%), toutes les dépenses sont actualisées au début de l'année 1996.



La modélisation PRELE du système électrique est effectuée à partir de sept états probabilistes :

- l'état 1 est relatif à la demande (décrite par six paliers de charge) en cas de saison humide (probabilité : 0.24)
- l'état 2 est relatif à la demande (décrite par six paliers de charge) en cas de saison sèche et d'année avec hydraulité moyenne (probabilité : 0.53)
- l'état 3 est relatif à la demande (décrite par six paliers de charge) en cas de saison sèche et d'année avec hydraulité faible (probabilité : 0.19)
- l'état 4 est relatif à une situation de demande de pointe (probabilité : 0.01)
- l'état 5 est relatif à une indisponibilité de la ligne Lomé-Cotonou (probabilité : 0.01)
- l'état 6 est relatif à une indisponibilité de l'interconnexion avec le Nigéria, lorsque cette interconnexion est d'application (probabilité : 0.01)
- l'état 7 est relatif à une indisponibilité de l'interconnexion avec le Ghana (probabilité : 0.01)

4.2.2 Stratégie de référence (cas de base)

Le développement du secteur électrique repose sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

Le fonctionnement d'unités thermiques au gaz naturel importé du Nigéria, la mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala et

l'interconnexion avec le Nigéria ne sont pas prévus dans le cadre de ce scénario.

Les résultats du modèle PRELE pour cette stratégie sont décrits à l'annexe 4.2.2

Le tableau 1 de l'annexe 4.2.2 décrit l'évolution de la puissance associée à l'équipement existant au début de la période de planning (1997). Les unités diesel de Cotonou sont mis hors service en 2012 et les unités diesel de Lomé sont mis hors service en 2011. La centrale hydraulique de Nangbeto a une puissance de 66 MW et la ligne d'interconnexion avec le Ghana peut importer une puissance de 80 MW.

Le tableau 2 de l'annexe 4.2.2 décrit la puissance investie au cours de la période de planning :

A Cotonou, une unité de production de type cycle combiné de 120 MW est investie en 2007. Ensuite, une turbine à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil est mise en service en 2014, suivie d'une autre en 2018. La turbine à vapeur de 40 MW, permettant le fonctionnement d'un ensemble de 120 MW comme cycle combiné, est investie en 2019.

A Lomé, deux turbines à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil sont mises en service en 2011 et une turbine à vapeur de 40 MW, permettant le fonctionnement d'un ensemble de 120 MW comme cycle combiné, est investie en 2012. Une turbine à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil est également mise en service en 2016.

Ces résultats de planification, bien que plus précis que ceux obtenus par le modèle MARKAL, sont cependant de même nature (voir section 4.1.2.2.3 et tableau 7 de l'annexe 4.1.2). L'information supplémentaire fournie par le modèle PRELE est relative à l'année, au lieu et à l'importance de l'investissement.

Le tableau 3 de l'annexe 4.2.2 décrit l'évolution de la puissance installée et de la demande de pointe pour le Bénin et le Togo. Une évolution du taux de réserve pour le système interconnecté est calculée. Le taux de réserve minimum est normalement de l'ordre de 20%. Il est parfois légèrement inférieur suite à la présence de ligne d'interconnexion qui présente une fiabilité plus importante que les unités de production.

Le tableau 4 de l'annexe 4.2.2 décrit la valeur actualisée à l'année 1996 des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique, avec distinction des dépenses à encourir par le Bénin d'une part et le Togo d'autre part. Le coût total actualisé de la stratégie considérée s'élève à 303.2 GXOF.

Le tableau 5 de l'annexe 4.2.2 décrit le flux des dépenses d'investissement et d'exploitation pour chaque année de la période de planning. Au delà de l'année 2020, la demande est supposée constante. Les dépenses d'exploitation deviennent alors constantes et les investissements se renouvellent automatiquement à la fin de leur temps de vie. Une valeur résiduelle est calculée à l'année 2050.

La figure 1 de l'annexe 4.2.2 illustre la contribution de chaque type d'unité à la production totale d'électricité. On peut remarquer que la contribution à partir d'unités à cycle combiné devient prépondérante dès l'année 2007. Les importations diminuent à partir de cette année.

4.2.3 Stratégie avec ADJARALA

Le développement du secteur électrique repose sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est supposée possible à partir de la période 2005.

Le fonctionnement d'unités thermiques au gaz naturel importé du Nigéria, la mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala et l'interconnexion avec le Nigéria ne sont pas prévus dans le cadre de ce scénario.

Les résultats du modèle PRELE pour cette stratégie sont décrits à l'annexe 4.2.3

Le tableau 1 de l'annexe 4.2.3 décrit l'évolution de la puissance associée à l'équipement existant au début de la période de planning (1997). Les unités diesel de Cotonou sont mis hors service en 2012 et les unités diesel de Lomé sont mis hors service en 2011. La centrale hydraulique de Nangbeto a une puissance de 66 MW et la ligne d'interconnexion avec le Ghana peut importer une puissance de 80 MW.

Le tableau 2 de l'annexe 4.2.3 décrit la puissance investie au cours de la période de planning :

La centrale d'Adjarala est mise en service en 2007.

A Cotonou, deux turbines à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil sont mises en service en 2011. La turbine à vapeur de 40 MW, permettant le fonctionnement d'un ensemble de 120 MW comme cycle combiné, est investie l'année suivante en 2012. Une turbine à gaz fonctionnant au gasoil est mise en service en 2013, suivie d'une autre en 2017.

A Lomé, une turbine à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil est mise en service en 2015, suivie d'une autre en 2018. Une turbine à vapeur de 40 MW, permettant le fonctionnement d'un ensemble de 120 MW comme cycle combiné, est investie en 2020.

Par rapport au cas de base, la comparaison du tableau 2 de l'annexe 4.2.2 avec le tableau 2 de l'annexe 4.2.3 permet de constater que la centrale d'Adjarala permet de différer les mises en service des turbines à gaz et unités à cycle combiné (de l'ordre de 4 ans). Par rapport aux résultats du modèle MARKAL, l'année de mise en service d'Adjarala est mieux précisée (2007 au lieu de 2005).

Le tableau 3 de l'annexe 4.2.3 décrit l'évolution de la puissance installée et de la demande de pointe pour le Bénin et le Togo. Une évolution du taux de réserve pour le système interconnecté est calculée. Le taux de réserve minimum est normalement de l'ordre de 20%. Il est beaucoup plus important à l'année de la mise en service d'Adjarala mais il est parfois légèrement inférieur suite à la présence de ligne d'interconnexion qui présente une fiabilité plus importante que les unités de production.

Le tableau 4 de l'annexe 4.2.3 décrit la valeur actualisée à l'année 1996 des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique, avec distinction des dépenses à encourir par le Bénin d'une part et le Togo d'autre part. Le coût total actualisé de la stratégie considérée s'élève à 295.0 GXOF. Par rapport au cas de base (tableau 4 de l'annexe 4.2.2), le coût actualisé de l'investissement augmente de 14.0 GXOF mais le coût actualisé de fonctionnement diminue de 22.7 GXOF, d'où un gain de 8.7 GXOF suite à la prise en considération de la centrale d'Adjarala.

Le tableau 5 de l'annexe 4.2.3 décrit le flux des dépenses d'investissement et d'exploitation pour chaque année de la période de planning. Au delà de l'année 2020, la demande est supposée constante. Les dépenses d'exploitation deviennent alors constantes et les investissements se renouvellent automatiquement à la fin de leur temps de vie. Une valeur résiduelle est calculée à l'année 2050.

La figure 1 de l'annexe 4.2.3 illustre la contribution de chaque type d'unité à la production totale d'électricité. On peut remarquer que la contribution à partir d'unités à cycle combiné devient prépondérante dès l'année 2012. La contribution hydraulique augmente suite à l'apparition d'Adjarala en 2007. Les importations ont tendance à diminuer à partir de 2012.

4.2.4 Stratégie avec interconnexion NEPA

Le développement du secteur électrique repose sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65 MW), soit de la CIE (540 GWh, 65MW), soit de la NEPA (1664 GWh, 250 MW). Cette dernière possibilité peut intervenir à partir de la période 2000. Une double ligne permet alors l'alimentation du réseau interconnecté à partir du Nigéria via Sakété. Le total d'énergie électrique importée peut donc s'élever à un maximum de 9592 TJ/an. L'énergie peut être importée du Ghana à un prix de 25 XOF/kWh, de la CIE à un prix de 35 XOF/kWh et de la NEPA à un prix de 25.2 XOF/kWh. Le coût d'investissement de la ligne d'interconnexion s'élève à 21200 MXOF.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

Les résultats du modèle PRELE pour cette stratégie sont décrits à l'annexe 4.2.4

Le tableau 1 de l'annexe 4.2.4 décrit l'évolution de la puissance associée à l'équipement existant au début de la période de planning (1997). Les unités diesel de Cotonou sont mis hors service en 2012 et les unités diesel de Lomé sont mis hors service en 2011. La centrale hydraulique de Nangbeto a une puissance de 66 MW et la ligne d'interconnexion avec le Ghana peut importer une puissance de 80 MW.

Le tableau 2 de l'annexe 4.2.4 décrit la puissance investie au cours de la période de planning :

La ligne d'interconnexion avec le Nigéria est mise en service en 2007.

La centrale d'Adjarala est mise en service en 2016.

A Lomé, une turbine à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil est mise en service en 2020.

Par rapport aux résultats du modèle MARKAL, l'année de mise en service de la ligne d'interconnexion est plus tardive (1997 au lieu de 1990).

Le tableau 3 de l'annexe 4.2.4 décrit l'évolution de la puissance installée et de la demande de pointe pour le Bénin et le Togo. Une évolution du taux de réserve pour le système interconnecté est calculée. Le taux de réserve minimum est normalement de l'ordre de 20%.

Il est beaucoup plus important lors de l'année de la mise en service de la ligne d'interconnexion mais il est parfois inférieur parce qu'une ligne d'interconnexion présente une fiabilité plus importante que les unités de production.

Le tableau 4 de l'annexe 4.2.4 décrit la valeur actualisée à l'année 1996 des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique, avec distinction des dépenses à encourir par le Bénin d'une part et le Togo d'autre part. Le coût total actualisé de la stratégie considérée s'élève à 256.6 GXOF. Par rapport au cas de base (tableau 4 de l'annexe 4.2.2), le coût actualisé de l'investissement et le coût actualisé de fonctionnement sont en diminution et le gain total s'élève à de 46.7 GXOF.

Le tableau 5 de l'annexe 4.2.4 décrit le flux des dépenses d'investissement et d'exploitation pour chaque année de la période de planning. Au delà de l'année 2020, la demande est supposée constante. Les dépenses d'exploitation deviennent alors constantes et les investissements se renouvellent automatiquement à la fin de leur temps de vie. Une valeur résiduelle est calculée à l'année 2050.

La figure 1 de l'annexe 4.2.4 illustre la contribution de chaque type d'unité à la production totale d'électricité. On peut remarquer que la contribution de l'importation devient tout à fait dominante à partir de 2007. Avant cette date, les unités diesel existantes assurent une partie de la production. En 2016, la production hydraulique augmente en suite de la mise en service d'Adjarala.

4.2.5 Stratégie avec importation de gaz naturel à partir du Nigéria

Le développement du secteur électrique peut être assuré par la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gaz naturel.

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65 MW) à un prix de 25 XOF/kWh.

Une conduite de gaz, aboutissant à Cotonou et en provenance du Nigéria via Sakété, peut fournir le gaz naturel à un prix de 2.0 MXOF/TJ et peut être mise en service dès la période 2000. Son coût d'investissement est de 19170 MXOF.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

L'énergie électrique importée peut provenir de la VRA (460 GWh, 65 MW). L'énergie peut être importée du Ghana à un prix de 25 XOF/kWh.

La mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala est également supposée possible à partir de la période 2005.

Les résultats du modèle PRELE pour cette stratégie sont décrits à l'annexe 4.2.5

Le tableau 1 de l'annexe 4.2.5 décrit l'évolution de la puissance associée à l'équipement existant au début de la période de planning (1997). Les unités diesel de Cotonou sont mis hors service en 2012 et les unités diesel de Lomé sont mis hors service en 2011. La centrale hydraulique de Nangbeto a une puissance de 66 MW et la ligne d'interconnexion avec le Ghana peut importer une puissance de 80 MW.

Le tableau 2 de l'annexe 4.2.5 décrit la puissance investie au cours de la période de planning :

Le gazoduc permettant l'arrivée du gaz naturel est mis en service en 1999. A cette date, trois turbines à gaz entrent en service à Cotonou. D'autres turbines à gaz sont ensuite installées en 2003, 2008, 2011,

2014, 2016, 2018 et 2019. On peut remarquer que le faible coût de combustible favorise les turbines à gaz par rapport aux unités à cycle combiné, qui ne sont jamais installées en dépit du rendement plus élevé de ces dernières unités.

La centrale d'Adjarala ne s'avère plus rentable dans le cadre de cette stratégie.

Aucun investissement n'a lieu à Lomé.

Par rapport aux résultats du modèle MARKAL, l'année de mise en service du gazoduc est mieux précisée (1999 au lieu de 2000).

Le tableau 3 de l'annexe 4.2.5 décrit l'évolution de la puissance installée et de la demande de pointe pour le Bénin et le Togo. Une évolution du taux de réserve pour le système interconnecté est calculée. Le taux de réserve minimum est normalement de l'ordre de 20%.

Le tableau 4 de l'annexe 4.2.5 décrit la valeur actualisée à l'année 1996 des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique, avec distinction des dépenses à encourir par le Bénin d'une part et le Togo d'autre part. Le coût total actualisé de la stratégie considérée s'élève à **153.1 GXOF**. Par rapport au cas de base (tableau 4 de l'annexe 4.2.2), le coût actualisé de l'investissement et le coût actualisé de fonctionnement sont en diminution et le gain total s'élève à de 150.2 GXOF (pratiquement égal au coût actualisé de la stratégie).

Le tableau 5 de l'annexe 4.2.5 décrit le flux des dépenses d'investissement et d'exploitation pour chaque année de la période de planning. Au delà de l'année 2020, la demande est supposée constante. Les dépenses d'exploitation deviennent alors constantes et les investissements se renouvellent automatiquement à la fin de leur temps de vie. Une valeur résiduelle est calculée à l'année 2050.

La figure 1 de l'annexe 4.2.5 illustre la contribution de chaque type d'unité à la production totale d'électricité. On peut remarquer que la contribution des turbines à gaz fonctionnant au gaz naturel devient tout à fait dominante à partir de 1999. Avant cette date, les unités diesel existantes assurent une partie de la production. La production hydraulique de Nangbeto reste constante au cours de la période de planning.

4.2.6

Stratégie de type “indépendance énergétique”

L'étude de cette stratégie, demandée par le comité de suivi du rapport provisoire lors de la réunion du 24 septembre 1996 à Cotonou, permet de mesurer le coût d'une relative indépendance énergétique. Cette stratégie est identique à la stratégie avec interconnexion NEPA déjà étudiée ci-dessus, excepté pour ce qui concerne la date de réalisation des équipements. Pour cette stratégie (stratégie avec interconnexion NEPA 2), l'alimentation du réseau interconnecté à partir du Nigéria via Sakété intervient obligatoirement au début de l'année 1999 et la mise en service de la centrale hydroélectrique de Adjarala doit être réalisée au début de l'année 2005. Au delà de l'année 2005, n'importe quel type d'investissement peut être envisagé et être éventuellement retenu par le processus d'optimisation. Le développement du secteur électrique est également basé sur l'interconnexion déjà existante avec le Ghana (VRA), ainsi que sur la mise en service de groupes thermiques, turbines à gaz ou cycles combinés, fonctionnant au gasoil, ainsi que de groupes diesel fonctionnant au fioul lourd à basse teneur en soufre (inférieure à 1% de S).

L'énergie peut être importée soit du Ghana à un prix de 25 XOF/kWh soit, à partir de 1999, de la NEPA à un prix de 25.2 XOF/kWh. Le coût d'investissement de la ligne d'interconnexion s'élève à 21200 MXOF.

Les résultats du modèle PRELE pour cette stratégie sont décrits à l'annexe 4.2.6.

Le tableau 1 de l'annexe 4.2.6 décrit l'évolution de la puissance associée à l'équipement existant au début de la période de planning (1997). Les unités diesel de Cotonou sont mis hors service en 2012 et les unités diesel de Lomé sont mis hors service en 2011. La centrale hydraulique de Nangbeto a une puissance de 66 MW et la ligne d'interconnexion avec le Ghana peut importer une puissance de 80 MW.

Le tableau 2 de l'annexe 4.2.6 décrit la puissance investie au cours de la période de planning :

La ligne d'interconnexion avec le Nigéria est mise en service en 1999.

La centrale d'Adjarala est mise en service en 2005.

A Lomé, une turbine à gaz de 40 MW fonctionnant au gasoil est mise en service en 2020.

Le tableau 3 de l'annexe 4.2.6 décrit l'évolution de la puissance installée et de la demande de pointe pour le Bénin et le Togo. Une évolution du taux de réserve pour le système interconnecté est calculée. Le taux de réserve minimum est normalement de l'ordre de 20%. Il est beaucoup plus important lors de l'année de la mise en service d'un ouvrage mais il est parfois inférieur parce qu'une ligne d'interconnexion présente une fiabilité plus importante que les unités de production.

Le tableau 4 de l'annexe 4.2.6 décrit la valeur actualisée à l'année 1996 des coûts d'investissement et de fonctionnement du système électrique, avec distinction des dépenses à encourir par le Bénin d'une part et le Togo d'autre part. Le coût total actualisé de la stratégie considérée s'élève à 283.3 GXOF. Par rapport à la première stratégie avec interconnexion NEPA (tableau 4 de l'annexe 4.2.4), le coût actualisé de l'investissement est en forte augmentation et le coût actualisé de fonctionnement est en légère diminution. Le surcoût entraîné par l'imposition des dates d'investissement s'élève à 26.7 GXOF.

Le tableau 5 de l'annexe 4.2.6 décrit le flux des dépenses d'investissement et d'exploitation pour chaque année de la période de planning. Au delà de l'année 2020, la demande est supposée constante. Les dépenses d'exploitation deviennent alors constantes et les investissements se renouvellent automatiquement à la fin de leur temps de vie. Une valeur résiduelle est calculée à l'année 2050.

La figure 1 de l'annexe 4.2.6 illustre la contribution de chaque type d'unité à la production totale d'électricité. On peut remarquer que la contribution de l'importation est réduite lors de l'apparition d'Adjarala en 2005 et augmente constamment à partir de cette date.

4.2.7 Synthèse des résultats

La figure 1 de l'annexe 4.2.7 permet de comparer les différentes stratégies, du point de vue du coût actualisé. D'une stratégie à l'autre, les différentes composantes du coût total actualisé varient fortement. Par exemple, le coût actualisé de l'importation d'électricité du Ghana diminue fortement pour ce qui concerne la stratégie "gaz naturel" et le coût actualisé de l'investissement en unités de production au Bénin disparaît pour ce qui concerne la stratégie "Interconnexion NEPA".

Par rapport à la stratégie de référence :

- la stratégie "Adjarala" entraîne un bénéfice actualisé de 8.7 GXOF
- la stratégie "Interconnexion NEPA" entraîne un bénéfice actualisé de 46.7 GXOF
- la stratégie "Gaz naturel" entraîne un bénéfice actualisé de 150.2 GXOF

- la stratégie “Interconnexion NEPA 2” ou stratégie de type “indépendance énergétique” entraîne un bénéfice actualisé de 19.9 GXOF

Il est à noter que le bénéfice associé à la stratégie “Gaz naturel” est nettement inférieur à celui qui a été obtenu par l’utilisation du modèle MARKAL pour la même stratégie. Ce dernier modèle inclut également les substitutions de combustible pouvant se produire en dehors du secteur électrique.

La comparaison des différentes “figures 1” reprises dans les annexes 4.2.2 à 4.2.6 permet d’évaluer, pour chaque année de la période de planning, la part relative de chaque type d’unité de production et la part relative de l’importation pour la satisfaction de la demande d’électricité.

Le tableau 1 de l’annexe 4.2.7 décrit le coût moyen du kWh pour chacune des variantes et pour différentes valeurs du taux d’actualisation.

Le coût actualisé (CA) d’un scénario peut être exprimé comme le produit d’une énergie actualisée (EA) et d’un coût unitaire c :

$$CA = \sum_t \frac{E_t \times c}{(1+i)^t} = EA \times c$$

où i est un taux d’intérêt, t est un indice d’année et Et est une énergie annuelle. Cette formule permet d’obtenir le coût unitaire c.

La difficulté associée à l’évaluation du coût unitaire c vient de la présence d’unités existantes au début de la période de planning, unités qui produisent de l’énergie au cours de la période de planning et dont le coût d’investissement n’est pas inclus dans le coût du scénario, ce qui peut entraîner une sous-évaluation du coût unitaire c. Une façon de remédier à cette difficulté est d’inclure dans le calcul de c une valeur de rachat pour les groupes qui existent en début de la période de planning.

4.3 Extension des réseaux de transport de l’électricité.

Le Plan Directeur de Production, Transport et Distribution de l’Energie Electrique - Horizon 2012, établis par SNC-Shawinigan Inc. pour le compte de la S.B.E.E. a permis aux autorités béninoises de déterminer le Plan d’investissements en réseaux de transports pour les années futures.

Le plan d’investissements en lignes hautes tension et en réseaux de transport moyenne tension a été déterminé par comparaison entre deux approches:

- D’une part, un plan de développement des centres de productions isolés sur base de groupes Diesel, en extension des centrales existantes actuellement,

- D'autre part, un plan de développement basé sur la connexion de tout ou partie de ces centres par des extensions de réseau 161kV, 63 kV et 33 ou 20 kV.

La stratégie optimale a été déterminée sur base de comparaisons économiques et de critères de rentabilité économique des projets d'extensions de réseau.

L'extension des réseaux se fera principalement dans deux zones: l'extension des réseaux déjà interconnectés et la mise en service de lignes de connexions d'un certains nombres de centres du centre/nord du pays. Ces centres sont principalement: Parakou, Djougou, Natitingou et quelques localités avoisinantes.

Le Plan d'investissement retenu dans le Plan Directeur de l'Energie Electrique (SNC-Shawinigan Inc. Janvier 1996) est donné à l'annexe 4.3/1. Il n'y a pas lieu de remettre fondamentalement ce plan d'investissement en cause, puisqu'il a été établi sur des bases économiques saines et s'inscrit également dans le prolongement du Plan Directeur de la CEB effectué en 1983 par Tractebel/Alexander Gibb & Partners.

Le raccordement des centres du Centre/Nord Bénin peut être effectué de la manière la plus économique par une liaison au réseau Ghanéen, en passant par Kara au Togo. Cette liaison est plus courte que la liaison directe depuis Onigbolo jusque Parakou, puis vers Djougou et Natitingou. Le Plan Directeur fait cependant l'hypothèse que le réseau de transport Ghanéen présente des excédents de capacités suffisants, ce qui n'est pas évident, surtout si le projet d'interconnecter également le Ghana avec le Burkina Faso se réalise. Dans ce cas, seule une optimisation globale de l'ensemble des réseaux Ghanéen, Togolais et Béninois concernés par ces projets pourra amener le Bénin à décider de l'opportunité effective de la connexion de ses centre via le Togo ou par Onigbolo. A titre d'indication, l'expérience de Tractebel indique qu'il faut rajouter, au coût marginal de production du Ghana, un coût de transport de l'ordre de 5.4 XOF/kWh transmis sur les réseaux internes Ghanéens.

Il faut d'autre part noter que le raccordement de Djougou et Parakou à partir du Ghana requiert la prise en compte des coûts de ligne suivant:

- Interconnexion Ghana - Togo (Kara): 50% de l'investissement à charge du Bénin,
- Interconnexion Togo (Kara) - Bénin (Djougou): 100% de l'investissement à charge du Bénin,
- Liaison Djougou - Parakou: 100% de l'investissement à charge du Bénin.

Bien que les participations relatives du Bénin soient supérieures à celles envisagées dans le rapport de Plan Directeur, elles ne sont pas de nature à remettre ces projets en cause.

Enfin, il est douteux qu'une connection du nord du Togo et du Bénin avec le Nigéria puisse être envisagée pendant la période de l'étude, alors que les négociations en cours depuis longtemps avec le Nigéria pour la connection des réseaux interconnectés du Sud du pays n'ont pas encore pu aboutir. Néanmoins, si cette possibilité devait se concrétiser pendant la période sous revue, ce qui permettrait de mettre à disposition du Nord Togo et Bénin une source d'approvisionnement meilleur marché, le Bénin pourrait toujours établir une tarification des services de transmission sur son réseau, qui compense les coûts encourus.

4.4 Synthèse des résultats et conclusions

Les stratégies qui ont été envisagées pour le développement du secteur de l'électricité ont été évaluées dans le contexte du système énergétique global avec l'aide du modèle MARKAL. Les résultats sont tributaires d'une série d'approximations qui ont néanmoins permis de planifier le secteur électrique en tenant compte des diverses possibilités d'approvisionnement en énergie et de substitution entre vecteurs énergétiques. Les principales stratégies ont ainsi été comparées entre elles d'un point de vue économique.

Pour remédier aux approximations du modèle MARKAL relatives au secteur électrique, les résultats ont été affinés grâce à l'utilisation du modèle PRELE, qui est un modèle de planification spécialement adapté à un système électrique.

Les résultats des modèles MARKAL et PRELE sont entièrement cohérents pour ce qui concerne les orientations des décisions d'investissement dans chacune des stratégies étudiées. Ces stratégies peuvent être caractérisées comme suit :

- stratégie de référence : la plus chère de toutes les stratégies, qui implique une importation très importante de produits pétroliers et l'importation d'électricité à partir du Ghana. Avant 2007, la demande d'électricité est assurée principalement par l'importation et aussi par les unités diesel existantes. Au delà de 2007, la demande d'électricité est surtout assurée par des unités à cycle combiné fonctionnant au gasoil.

- stratégie “Adjarala” : une stratégie légèrement moins chère que la stratégie de référence, qui assure une plus grande indépendance énergétique et une importation moindre de produits pétroliers. L’importation d’électricité à partir du Ghana reste significative. Les unités à cycle combiné assurent la moitié de la production à partir de 2012. De plus, le barrage d’Adjarala étant à buts multiples, il présente d’autres intérêts économiques pour le Bénin tels que les aménagements hydroagricoles.
- stratégie “Interconnexion CIE” : une stratégie légèrement moins chère que la précédente mais qui implique une importation accrue d’électricité et un délai supplémentaire de cinq années pour la mise en service de la centrale d’Adjarala.
- stratégie “Interconnexion NEPA” : une stratégie moins chère que la précédente mais qui implique une importation encore accrue d’électricité, une dépendance importante vis à vis du fournisseur nigérian et le renvoi de la date de mise en service de la centrale d’Adjarala en fin de la période de planning.
- stratégie “gaz naturel” : une stratégie nettement moins chère que la précédente et de loin la moins chère de toutes les stratégies et qui n’implique pas une dépendance exagérée vis à vis du fournisseur nigérian, puisque le gaz peut toujours être substitué par du gasoil. L’opportunité d’une telle stratégie dépend essentiellement de l’issue d’éventuelles négociations sur le prix du gaz avec le Nigéria.
- stratégie “Interconnexion NEPA 2” ou de type “indépendance énergétique” : une stratégie plus chère que la stratégie “Interconnexion NEPA”, suite à l’obligation de mise en service de l’interconnexion dès 1999 et de la centrale d’Adjarala dès 2005.

Chapitre 5 : Le développement du secteur pétrolier

5.1

Considérations générales

Le secteur des produits pétroliers au Bénin peut être caractérisé de la manière suivante:

- Le Bénin est un pays exportateur de pétrole brut, mais le gisement qui est actuellement exploité est en cours d'épuisement.
- Il n'y a pas de raffinerie de pétrole au Bénin, et il ne sera pas économique d'en envisager la construction pendant la période sous revue. Il est en effet plus économique pour le Bénin de s'approvisionner en produits raffinés sur les marchés internationaux, et en particulier au Nigéria voisin.
- Tous les produits dérivés du pétrole sont importés, au gré de la demande interne.
- La plus grande partie des produits dérivés du pétrole est consommée dans le secteur des transports, routier principalement.

Il résulte des caractéristiques précédentes qu'il existe peu de possibilités pour améliorer la structure de consommation/production du secteur pétrolier au Bénin. Cette structure restera essentiellement conduite par la demande; c'est donc vers cette dernière qu'il faut orienter les efforts principaux pour réduire l'impact des importations pétrolières sur l'économie Béninoise.

Les mesures qui peuvent raisonnablement être envisagées dans le cadre du secteur pétrolier sont les suivantes:

- Substitution de l'essence dans le secteur des transports routiers par du gasoil. Le bénéfice à attendre pour l'économie béninoise provient du prix moins élevé du gasoil sur les marchés internationaux et du meilleur rendement des véhicules alimentés au gasoil,
- Substitution du transport routier par des transports par rail. Bien qu'il s'agisse d'une substitution gasoil/gasoil, cette substitution permettrait de bénéficier d'une consommation moindre par tonne.km de produit transporté. Cependant, il faut prendre en compte le coût supplémentaire d'investissement et d'entretien des infrastructures liées au chemin de fer.

- Substitution du fioul lourd consommé dans certaines industries par du gaz naturel, dans le cadre de l'introduction du gaz naturel dans le bilan énergétique Béninois. Outre la réduction de coût de l'énergie entraînée par cette substitution, un bénéfice évident pour l'environnement peut être espéré de cette conversion.

Ces mesures, et leur impact sont discutées plus en détails dans les sections qui suivent.

5.2 Les stockages de produits pétroliers

Les informations fournies par la SONACOP indiquent que les stockages suivants sont disponibles au Bénin:

- Cotonou:
 - Produits blancs: 70 000 m³
 - Produits noirs: 20 000 m³
- Bohicon: 3 600 m³
- Parakou: 6 000 m³
- Natitingou: 4 200 m³

Le stockage total s'élève donc à 100 000 m³, dont 90 000 m³ sont localisés à Cotonou et 20 000 m³ sont réservés aux produits noirs.

Analyse des stockages de produits pétroliers à Cotonou

L'annexe 5.2/1 présente une analyse des capacités de stockage des produits pétroliers au Bénin. Le calcul effectué montre que, sur base d'un stock de 90 jours, la capacité actuelle est suffisante pour les produits blancs (jet fioul, essence et kérosène), mais qu'elle devrait être renforcée pour les produits noirs (gasoil, fioul lourds).

La capacité de stockage des produits blancs devrait être doublée au cours de la période d'étude, par un ajout de 76 000 m³ à Cotonou, quel que soit le scénario de développement qui sera finalement retenu.

En ce qui concerne les produits noirs, le développement de la capacité de stockage devrait en principe dépendre du scénario considéré, selon que du fioul lourd sera ou non substitué par du gaz naturel. Néanmoins, comme la proportion de fioul lourd reste limitée dans le bilan des produits noirs susceptibles d'être stockés, on peut considérer que la consommation de gasoil serve de référence.

L'analyse indique alors qu'une capacité supplémentaire de 80000 m³ devra être mise en service au cours de la période étudiée. Cette capacité prend en compte le stockage nécessaire en début de période pour les centrales électriques (année 2000), mais exclut les volumes de fioul lourd nécessaires à la cimenterie d'Onigbolo, qui importe elle-même son combustible.

Stockages de produits pétroliers hors Cotonou

Hors Cotonou, le stockage de produits pétroliers dépendra de l'évolution précise de la consommation dans chacune des provinces. Cependant, il faut noter que le stockage plus important à Parakou est justifié en raison de la possibilité d'alimentation par train de cette localité, en plus de sa localisation centrale dans le pays.

5.3 L'introduction du gaz naturel

L'introduction du gaz naturel s'effectuera à partir du Nigéria, soit à partir d'un gazoduc régional Nigéria - Ghana, soit par un gazoduc dédié à la seule alimentation du Bénin.

Le gaz naturel sera dès lors introduit dans le bilan énergétique Béninois, principalement dans le secteur électrique, où il sera utilisé dans des centrales à cycles combinés alimentées au gaz naturel, mais aussi en substitution de combustibles pétroliers dans l'industrie. L'introduction massive du gaz naturel dans les foyers domestiques ne peut être envisagée en raison de son coût, et du manque de demande spécifique en chaleur, en dehors de la cuisson et d'un peu de chauffage d'eau sanitaire.

Analyse de la substitution du fioul lourd

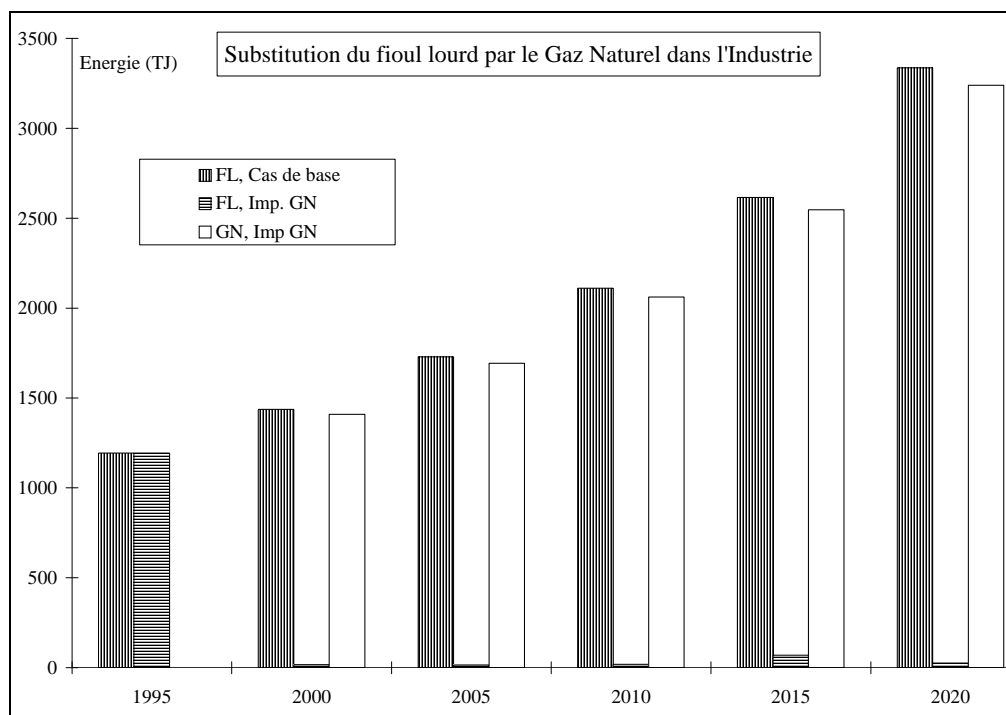
L'introduction du gaz naturel dans le secteur électrique a fait l'objet de simulations qui sont détaillées au chapitre 4.1, section 6 et 7. La présente section s'attache à décrire l'ensemble des substitutions possibles dans le secteur des combustibles pétroliers.

C'est principalement le fioul lourd utilisé pour produire de la chaleur ou de la vapeur qui pourra être substitué lors de l'introduction du gaz naturel au Bénin. Les industries concernées sont principalement: la SCO (Ciments d'Onigbolo), la SOBEBRA (brasserie de Cotonou), la SOBETEX, la savonnerie de Porto Novo de la SONICOG.

Les consommations de fioul lourd qui ont été prises en compte sont celles qui sont proches du trajet possible du gazoduc Nigéria - Ghana. La cimenterie SCO d'Onigbolo devrait être alimentée par une bretelle tirée depuis Sakete. Les autres consommations sont localisées à Cotonou.

La figure 5.3/1 ci-après montre l'impact de l'introduction du gaz naturel sur la consommation de fioul lourd au Bénin par une comparaison des consommations observées dans le cas de base et dans le cas qui comprend le gazoduc à partir du Nigéria.

Figure 5.3/1: Substitution du fioul lourd par du gaz naturel dans le secteur industriel.



Dès la mise en service du gazoduc le gaz naturel peut substituer la quasi-totalité des consommations de fioul lourd. La consommation résiduelle de fioul lourd est celle des soutes (marine marchande).

Analyse de la substitution du gasoil par du gaz naturel

Il n'est pas douteux qu'en cas d'introduction du gaz naturel au Bénin, une partie des consommations de gasoil à usage industriel puisse également être substituées. Néanmoins, ces consommations sont plus dispersées et moins identifiables dans le cadre d'une étude de plan Stratégique énergétique. Leur identification et l'appréciation de l'intérêt économique de leur substitution doit faire l'objet d'une évaluation précise lors des études de faisabilité et d'avant projet détaillé pour l'introduction du gaz naturel au Bénin.

Analyse de la substitution du GPL (Gaz de Pétrole Liquéfié) par du gaz naturel

La consommation de GPL observée au Bénin est essentiellement engendrée par la cuisson des aliments. Cette consommation n'est pas substituable par du gaz naturel.

En effet, il n'existe pas d'exemple récent pour lequel l'introduction du gaz naturel dans le secteur domestique ait été réalisée et soit économiquement justifiable pour les seuls besoins de cuisson des aliments, en l'absence de consommation pour du chauffage de locaux en plus de l'eau sanitaire.

5.4 Les substitutions essence/gasoil et rail/route

L'essentiel des mesures susceptibles d'améliorer l'efficacité générale et énergétique en particulier, du secteur des transports font en fait l'objet d'une analyse détaillée dans le Plan Stratégique du secteur des transports au Bénin. Il s'agit essentiellement d'améliorer les routes et les pistes existantes, rendre le chemin de fer plus efficace, fiable et compétitif. Ces mesures ne relèvent pas directement de la planification Stratégique Energétique qui est l'objet de la présente étude.

L'amélioration de l'efficacité énergétique dans les transports peut être obtenue par deux moyens principaux: (1) une plus grande part de marché des moyens de transport à moteur Diesel et (2) par une substitution rail/route. Ces deux substitutions sont décrites aux sections suivantes.

5.4.1 Essence/gasoil

Au Bénin, la consommation d'essence est essentiellement le fait des véhicules automobiles privés, de taxis, camionnettes et minibus qui composent le parc automobile de transport de personnes. Le transport de marchandises est effectué par camion à moteurs Diesel.

Une amélioration de la balance des paiements du Bénin pourrait être obtenue en encourageant le recours aux moteurs Diesel dans le secteur du transport des personnes. L'économie en volume de combustible est de l'ordre de 10 à 20% en volume, tandis que le ratio de prix du gasoil et de l'essence est de 3 à 5% (à la tonne). Le bénéfice global de la substitution de l'essence par le gasoil est de l'ordre de 15 à 25% du coût de l'énergie.

Une augmentation du nombre de véhicules équipés de moteurs Diesel pourrait être obtenue en relevant progressivement la taxation des véhicules équipés de moteurs à essence, soit à l'importation, soit annuellement par une taxation annuelle plus élevée des véhicules à moteur à essence que la taxation des véhicules équipés de moteurs Diesel.

Compte tenu de la présence du marché Nigérian à proximité de Cotonou, il importe d'éviter une taxation des carburants qui engendrerait inmanquablement une fuite des consommateurs pour s'approvisionner au Nigéria.

5.4.2

Rail/route

Le Rapport de synthèse sur la Stratégie Sectorielle des transports indique que les conditions de concurrence doivent être rétablies entre le rail et la route et que le rail doit voir sa fiabilité et sa qualité de service améliorées.

La plupart des mesures préconisées dans le rapport de Synthèse sur la Stratégie du Secteur des transports mentionné ci-avant ont des conséquences indirectes favorables sur l'efficacité énergétique de ce secteur:

- Amélioration des routes, pistes et de leur entretien régulier;
- Clarification des conditions de concurrence rail/route, de nature à amener les marchandises vers le moyen de transport le plus économique;
- Développement du transport par conteneur et du transport combiné: mer/rail/route;
- Meilleure organisation des ruptures de charge pour assurer une plus grande rapidité de circulation des biens;
- Concurrence du corridor béninois avec les corridors parallèles du Nigéria et du Togo.

Dans le cadre du secteur énergétique proprement dit, s'il est certain que le transport par chemin de fer présente un avantage de consommation énergétique à la tonne.km (0.4 MJ/ktep au lieu de 1.4 MJ/ktep pour la route), il faut également noter que les coûts d'infrastructures qui lui sont associés sont élevés. L'amélioration du rendement énergétique ne peut donc à elle seule justifier un transfert du mode de transport routier vers le chemin de fer, même s'il est clair que le bilan énergétique de la nation s'en trouve amélioré. C'est une comparaison globale, au niveau du Plan Stratégique du Secteur des Transports qui confirmera l'intérêt de la substitution rail/route.

Pour se fixer un ordre de grandeur des gains prévisibles, en 1992, 12% des marchandises ont été transportées par rail, 88%, soit 3000 ktonnes, par la route. Un doublement de la capacité de transport du rail amènerait une réduction de consommation de gasoil de l'ordre de $((1.4/.4)-1)*2.7ktep=6.75ktep$, soit 660 MFCFA/an.

Chapitre 6 : Objectifs pour un développement durable

6.1 Préservation du patrimoine forestier

6.1.1 La modélisation du système bois de feu

Le bois de feu constitue une ressource énergétique très importante du système énergétique Béninois. Néanmoins, son utilisation intensive et croissante entraîne progressivement une diminution de l'offre de bois de feu. La production de bois de feu est rappelée au tableau 6.1.1/1 ci-après dans le cadre de deux hypothèses d'évolution, l'une "optimiste", l'autre "pessimiste".

Tableau 6.1.1/1: Ressources en bois de feu (en Mtonnes)

	2000	2020
Hypothèse optimiste	5.098	4.618
Hypothèse pessimiste	1.973	1.438
Demande de bois de feu	2.198	5.270

Dans le cadre de l'hypothèse optimiste, il apparaît que la demande de bois de feu peut être satisfaite sur presque tout l'horizon de planification, à l'exception des dernières années, qui présenteront un léger déficit. Par contre, dans le cadre de l'évolution pessimiste de l'offre de bois de feu, un déficit important apparaît dès le début de la période étudiée et nécessite des mesures correctrices afin que la demande puisse être satisfaite.

Le secteur des énergies traditionnelles a été modélisé de manière spécifique afin de mesurer l'impact de la contrainte pessimiste de production de bois de feu et de déterminer les mesures correctrices les plus rationnelles qui pourraient être envisagées. La structure du modèle proposé est donnée à l'annexe 6.1.1/1. Ce modèle est organisé de la manière suivante:

La demande

La demande est répartie en deux secteurs de demande en énergie traditionnelle : la demande en énergie rurale et la demande en énergie urbaine.

Chacune de ces deux demandes énergétiques constitue un agrégat des demandes pour l'éclairage, la cuisson et les "autres usages" qui sont satisfaites par le bois de feu, le kérosène, les résidus agricoles (dont le biogaz) et le LPG (dans le cas de la demande urbaine). Ces demandes ne comprennent pas la demande d'énergie électrique qui est identifiée spécifiquement par ailleurs.

Les ressources

Les ressources possibles sont le bois de feu, les résidus agricoles, le kérosène et le LPG.

Le bois de feu est contraint par une borne supérieure sur sa production annuelle qui indique au modèle quelle quantité maximale de bois de feu peut être prélevée pendant la période de l'étude. Un coût de production de 3.6 FCFA/kg de bois est également associé à la ressource en bois de feu. Le bois de feu peut être transformé en charbon de bois au moyen de fours à charbon de bois, dont le rendement, en termes massiques, est de 20%; en termes énergétiques de 33%.

Les résidus agricoles sont disponibles uniquement pour l'alimentation des zones rurales, dans des quantités maximales qui ont été déterminées dans le cadre de l'analyse des potentialités de l'offre (Chapitre 3). Cette ressource est disponible à coût nul, mais en quantités limitées.

Le kérosène constitue l'énergie de substitution la plus probable du bois de feu, hormis l'introduction de foyers améliorés. Ce combustible est importé.

Le LPG est limité à sa consommation en l'absence de contraintes sur la ressource de bois de feu, en raison de son coût élevé, qui le rend moins accessible aux ménages qui n'utilisent pas actuellement des combustibles pétroliers, parce que sa manutention est plus délicate et que le coût du réchaud à gaz est supérieur.

Les foyers améliorés et au kérosène pour la cuisson.

Deux types de foyers de substitution ont été modélisés pour remédier au déficit prévisible en bois de feu. Il s'agit du foyer amélioré, dont le rendement est de 30% supérieur à celui du foyer traditionnel et du réchaud à pétrole (kérosène), dont le rendement est 7 fois supérieur à celui du foyer traditionnel, mais dont le combustible est plus onéreux. Le coût d'investissement du foyer amélioré s'élève à 10 000 XOF en moyenne (5000 pour le foyer et 5000 pour les casseroles); le coût d'investissement du réchaud à pétrole est de 13 000 XOF (8000 pour le réchaud et 5000 pour les casseroles adaptées). Ces coûts d'investissements ont été convertis en coût par capacité de satisfaction de la demande sur base des consommations spécifiques annuelles de chaque type de foyer.

Le transport du bois de feu, du charbon de bois et du kérosène

Le bois et le charbon de bois sont produits hors des villes, généralement à des distances appréciables, ce qui a conduit à adopter un coût de transport de ces deux combustibles entre la ressource et la demande en milieu urbain. Ce coût s'élève à 0.1 MXOF/TJ pour le bois et 0.06 MXOF/TJ pour le charbon de bois. Le détail du calcul du coût de transport est donné à l'annexe 6.1.1/2. En milieu rural, le coût de transport du bois et du charbon de bois reste nul en raison de la proximité de la production de bois et de la consommation.

L'essentiel de la consommation de kérosène est localisée dans le sud, à Cotonou, à proximité de l'entrée du pays pour les importations. Le coût du transport est donc considéré comme nul pour le milieu urbain. Par contre, la mise à disposition de kérosène en milieu rural requiert son transport à travers le pays, en fait en direction opposée au flux de bois. Le coût de transport pris en compte pour le kérosène mis à disposition de la demande rurale est de 0.035 MXOF/TJ.

Comparaison du prix de vente du bois de feu et du Kérosène à Cotonou

Il faut remarquer que le bois de feu coûte à Cotonou de l'ordre de 50 à 70 XOF/kg de bois, soit 4.7 MXOF/TJ, pour un PCi de 15 MJ/kg. Ce prix est proche du coût de l'énergie concurrente, le kérosène qui s'élève à 3 MXOF/TJ (en termes économiques).

La proximité des coûts du bois et du kérosène à Cotonou indique clairement que le marché des énergies traditionnelles ne peut être déconnecté du marché des énergies commerciales et que les acteurs, et surtout les plus démunis obligés de recourir aux sources d'énergie les moins chères, se comportent de manière économiquement rationnelle pour leurs choix énergétiques.

6.1.2

Résultats de l'optimisation du système énergétique

L'optimisation du système énergétique a été conduite pour chacun des deux scénarios de production de bois de feu, optimiste (voir annexe 6.1.2/1) et pessimiste (voir annexe 6.1.2/2).

La participation des différents combustibles à la demande, rurale ou urbaine est explicitée à l'annexe 6.1.2/3.

Les conclusions qui peuvent être tirées de la comparaison des hypothèses pessimistes et optimistes sont les suivantes:

- le bois de feu reste la source d'énergie privilégiée par le modèle, en raison de son coût de production très faible.
- en zone rurale, la consommation de bois de feu reste importante, mais l'introduction de foyers améliorés est nécessaire pour rencontrer la contrainte sur les quantités de bois disponible dans le cadre du scénario pessimiste. La combustion dans des foyers traditionnels diminue progressivement dans le cas du scénario pessimiste et disparaît en 2010. La cuisson à partir de foyers améliorés remplace totalement les foyers traditionnels à partir de 2010 dans le cas du scénario pessimiste. La cuisson à partir de réchauds au kérosène n'intervient pas en zone rurale.
- en zone urbaine, l'utilisation de foyers traditionnels n'apparaît plus, tant dans le cas du scénario optimiste que dans le cas du scénario pessimiste. En fin de période, on peut remarquer l'apparition de réchauds au kérosène dans le cas du scénario pessimiste.

Il faut noter qu'une partie significative du coût du bois de feu en zone urbaine résulte du coût du gasoil nécessaire à le transporter. Il est donc rationnel d'encourager la substitution du bois de feu en zone urbaine par du kérosène, puisque cela permet également d'économiser du gasoil qui autrement aurait été nécessaire au transport du bois. Cette économie apparaît dans le modèle dans le coût de transport du bois, qui est évité lorsqu'est effectuée la substitution par des réchauds au kérosène (voir annexe 6.1.1/2).

L'apparition systématique des foyers améliorés dans la zone urbaine est surtout causée par la prise en compte du coût de transport. Un test a été effectué dans lequel on a supposé que le coût du transport était nul, ce qui a entraîné une substitution plus progressive des foyers traditionnels en foyers améliorés.

La comparaison des coûts actualisés des deux hypothèses de disponibilité du bois de feu permet de déterminer l'impact du déficit sur l'économie béninoise. En effet, pour pallier le déficit de bois de feu, il faudra installer des foyers améliorés, des réchauds à pétrole et importer du kérosène.

Ces composantes du système énergétique présentent un coût qui peut être évité si la ressource en bois de feu reste suffisante pour satisfaire la

demande, ce qui est le cas de l'hypothèse optimiste de production de bois de feu. En analysant les résultats, il apparaît que chaque kg de bois supplémentaire disponible pendant la période de l'étude permet d'économiser 20.37 XOF à l'économie Béninoise (voir annexe 6.1.2/4). Cette économie devient 15.52 XOF dans le cas (hypothétique) de coût de transport nul. Comme le coût du bois en plantation est de l'ordre de 3.6 FCFA/kg, il ressort de cette comparaison que:

- Une politique de plantations de bois est rentable et peut être poursuivie,
- Le marché du bois et du charbon de bois répondent aux mêmes critères économiques que les marchés des combustibles fossiles commerciaux. Par conséquent, la mise en place d'une structure de contrôle adéquate permettra de maîtriser (1) les coupes sauvages, (2) les flux de bois vers les villes et (3) le coût de transport du bois afin de maîtriser les prix du bois et du charbon de bois en ville.
- L'existence probable d'un marché énergétique dans les villes entraînera une substitution du bois de feu par des combustibles fossiles moins onéreux, par simple effet de l'augmentation des prix que ne manquera pas de provoquer une raréfaction de la ressource en bois de feu, et par l'augmentation du coût de transport qui résulte de l'éloignement des ressources de bois,
- Dans les zones urbaines, la substitution du bois de feu par des réchauds au kérosène doit être encouragée. Dans les zones rurales, c'est l'utilisation de foyers améliorés au bois de feu qui doit prévaloir.
- La substitution du bois par du kérosène devrait être encouragée par une publicité bien organisée pour porter à la connaissance des utilisateurs potentiels les avantages de ce type d'énergie et en particulier démontrer son coût moindre pour les différents types de ménages susceptibles d'en bénéficier. Une réflexion devrait être poursuivie pour permettre aux utilisateurs potentiels de réchauds à pétrole (en zone urbaine) et de foyers améliorés (en zone rurale) de dépasser le handicap initial du coût d'investissement requis par l'achat de matériel (foyer et casseroles).

6.2

Réduction des pollutions du secteur énergétique

Nous avons vu précédemment que les 2 plus grands défis du Bénin en matière d'environnement sont:

- une meilleure qualité de l'air en milieu urbain
- la protection de son patrimoine forestier

Ces pollutions étant générés les ménages Béninois, la mise en place d'une politique de protection de l'environnement nécessite la conscientisation de tous. Elle est composée d'un ensemble de mesures qui concernent notamment:

- La sensibilisation et la formation des citoyens au respect de l'environnement;
- La mise en place d'une réglementation adaptée et du suivi de son application;
- La promotion des énergies non polluantes ou moins polluantes et l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Au paragraphe précédent, nous avons expliqué les mesures à mettre en place pour une meilleure gestion du secteur du bois de feu, et ainsi réduire la déforestation générée par le commerce du bois de feu.

Nous développons ci-dessous les différentes actions qui, selon nous, sont à entreprendre par le gouvernement Béninois pour une meilleure qualité de l'air.

Nous avons regroupé les différentes actions à mettre en place en 4 grandes stratégies qui concernent :

1. Réduction de l'emploi des produits pétroliers frelatés

L'utilisation de produits pétroliers frelatés est une cause importante de la pollution urbaine. La distribution de ces produits se faisant par le secteur informel, il est malheureusement difficile d'empêcher ces activités. La lutte contre l'utilisation de produits frelatés se fera à plusieurs niveaux:

- **Campagnes d'information et sensibilisation du public** sur les effets néfastes des produits frelatés (sur la santé, sur les moteurs,...)
- **Développement de la concurrence dans la distribution des produits pétroliers**

Actuellement, la Sonacop est en situation de monopole dans la distribution des produits pétroliers.

Le développement de réseaux de distribution concurrents devrait inciter à une plus grande concurrence entre les compagnies pétrolières et ainsi

offrir aux particuliers du carburant à des conditions plus avantageuses. Ceci devrait rendre moins attractifs les carburants frelatés.

- **Renforcement des contrôles**

Les contrôles pourraient également être renforcés aux frontières, sur les routes et les marchés et ainsi réduire les importations et ventes illicites de carburant.

2. Amélioration de l'état du parc automobile par une politique fiscale appropriée

Actuellement, les taxes à l'achat d'un véhicule neuf ou à l'importation d'un véhicule d'occasion récent sont très élevées. Cette politique fiscale incite les béninois à importer des véhicules âgés qui sont malheureusement plus polluants (usure du moteur et technologie).

Ces taxes devraient être revues à la hausse pour les véhicules âgés et à la baisse pour les véhicules neufs ou récents de telle manière qu'elles incitent à mettre en circulation des véhicules moins polluants.

3. Une meilleure gestion du trafic urbain

- **La promotion des transports en commun et des 2 roues**

La réduction de la circulation automobile en ville permettra de diminuer la pollution urbaine. Cela peut se faire en promouvant des moyens de transport moins polluants tels que les transports en commun ou les mobylettes ou non polluants par exemple les bicyclettes.

- **Une meilleure gestion du trafic urbain**

Une meilleure gestion du trafic urbain permet de réduire le nombre d'embouteillages et ainsi la pollution aux endroits les plus encombrés des villes.

- **L'amélioration de l'infrastructure urbaine**

L'amélioration de l'infrastructure urbaine décongestionne le trafic et diminue de ce fait la pollution générée par les encombrements.

4. Introduction du gaz naturel dans la production d'électricité et dans l'industrie béninoise

Le gaz naturel est le combustible le moins polluant car il ne contient pas de soufre et sa combustion produit moins d'NOx et CO2 que le charbon ou le diesel.

L'utilisation du gaz naturel dans l'industrie béninoise et pour la production d'électricité est comme expliqué au chapitre 5 la stratégie la moins onéreuse et la moins polluante.

De plus, comme le gaz qui pourrait être utilisé par le Bénin est actuellement brûlé en torchère au Nigéria, il n'y aura pas de pollution supplémentaire.

6.3 Développement de la pré-électrification rurale

De nombreux villages du Bénin sont situés hors de portée de centres électrifiés ou connectés au réseau interconnecté. Leur situation géographique et économique rend peu probable leur raccord au réseau interconnecté pendant la période de l'étude. Cependant, l'apport de l'électricité dans les villages retirés présente un intérêt important. Outre les services de base tels que la réfrigération de médicaments, un minimum d'éclairage privé et public et la mise en service d'une télévision et vidéo, la pré-électrification peut aider à fixer des populations qui autrement seraient attirées par les possibilités offertes par les villes. On se référera à ce titre à l'article présenté à l'annexe 6.3, du Pr. B. Chabot, chargé de mission à l'ADEME (France) et publié dans la Revue de l'Energie N° 475 de février 1996 et dans les actes du Séminaire sur l'Electrification Décentralisée qui s'est tenu à Marrakech du 13 au 17 novembre 1995.

Trois sources d'énergie sont généralement considérées comme possible pour la pré-électrification des zones rurales du Bénin:

- l'installation de petits groupes Diesel,
- la mise en service d'une installation solaire photovoltaïque,
- la construction d'une micro centrale hydroélectrique.

Dans chacun des cas, il faut prévoir non seulement la production locale d'énergie électrique, mais aussi son transport à l'intérieur du village et sa distribution aux différents points de consommation. En d'autres termes, la structure d'une installation de pré-électrification est proche de celle qui prévaut dans une électrification à partir du réseau centralisé. La différence réside principalement dans les contraintes liées aux limitations d'énergie disponible.

Une brève description des avantages et inconvénients de chaque type de pré-électrification est donnée ci-après.

Les groupes Diesel

La pré-électrification au moyen de groupes Diesel constitue certainement le moyen le plus aisé d'apporter de l'électricité aux communautés retirées et, encore aujourd'hui le plus économique. Ses avantages peuvent se résumer comme suit:

- Facilité d'installation, souplesse d'utilisation
- Energie non limitée et non tributaire de phénomènes naturels, rend le service énergétique le plus complet,

- Coût d'investissement le plus faible
- Connaissances élémentaires requises pour la maintenance du système

Ses inconvénients sont les suivants:

- Les groupes doivent être approvisionnés en combustible, ce qui est parfois très difficile et coûteux,
- Le combustible est coûteux,
- Il faut prévoir de l'huile et des pièces de rechange, ce qui complique l'exploitation des groupes,
- Il s'agit de la solution la moins acceptable du point de vue environnemental.

Le solaire Photovoltaïque

La pré-électrification au moyen de panneaux solaires photovoltaïque permet de fournir un ensemble minimal de services énergétiques à une communauté villageoise. Les avantages de l'installation solaire photovoltaïque sont les suivants:

- Système qui bénéficie de l'environnement riche en énergie solaire,
- Installation "propre", à l'exception des batteries qui restent un problème,
- Possibilité d'amener l'électricité dans des endroits extrêmement reculés et par ailleurs éloignés de centres de distribution de produits pétroliers,
- Gratuité de l'énergie primaire.

Les inconvénient de l'énergie solaire sont les suivants:

- Energie limitée par la capacité de stockage des batteries,
- Système coûteux à l'investissement,
- Gestion des batteries peut être complexe, maintenance des batteries
- Attentes des utilisateurs parfois déçus en raison du nombre restreint d'applications connectables: pas de cuisson, ni de frigo personnel,
- Nécessité fréquente de recourir au groupe Diesel pour compléter l'installation.

Les systèmes à énergie solaire photovoltaïque, restent l'apanage d'un nombre limité d'utilisateurs au Bénin. Le problème principal de la pré-électrification reste la définition et la collecte de la redevance nécessaire

à amortir l'investissement. Des formules qui soient supportables par les utilisateurs finaux du système doivent être recherchées.

Les micro-centrales hydroélectriques

Il existe un potentiel de micro-centrales hydroélectrique au Bénin. Le caractère renouvelable de cette ressource énergétique la rend comparable à l'énergie solaire en ce qui concerne ses avantages et inconvénients.

Les avantages des micro-centrales hydroélectriques sont les suivants:

- Energie primaire gratuite,
- Installation "propre",
- Possibilité d'alimenter un ou plusieurs centres proches du site de la centrale, en construisant des mini-réseaux
- Grande facilité de l'exploitation et de la maintenance.

Les inconvénients des micro centrales hydroélectriques sont les suivants:

- Energie limitée par la capacité de stockage du réservoir et par les apports d'eau. Sujétion à l'irrégularité des apports d'eau, particulièrement en zone sub-sahélienne,
- Système coûteux à l'investissement, nécessite des hauteurs de chutes significatives (supérieures à 3 mètres)
- Nécessité de recourir au groupe Diesel pour compléter l'installation et garantir la fourniture d'énergie.

Le recours à un financement adapté

Dans tous les cas, l'électrification rurale requiert une formule de financement qui permette aux entités bénéficiaires d'assumer le coût de l'installation, et au minimum de son entretien et du renouvellement des pièces détachées nécessaires à son bon fonctionnement. En l'absence de schéma de financement adapté, la communauté se trouverait rapidement avec un investissement inutilisable faute d'entretien, voire de combustible, ce qui amènerait plus de ressentiment que de satisfaction.

En tout état de cause, la pré-électrification rurale est coûteuse, quel que soit le moyen choisi.

Il faut examiner au cas par cas, compte tenu des circonstances spécifiques à chaque entité susceptible d'être électrifiée, quelle sera la solution la plus avantageuse et la plus appropriée. La solution peut consister en une combinaison de plusieurs options décrites ci-avant. L'essentiel étant que la solution choisie soit prise en charge et gérée par l'entité qui en bénéficie.

6.4 Développement des énergies renouvelables

6.4.1 Les facteurs clés de succès

Sur base de l'expérience d'autres pays et des principaux obstacles relevés précédemment, nous pouvons identifier les facteurs clés de succès pour les programmes de développement des énergies comme suit:

1. Information du public

Les énergies renouvelables sont peu connues ou mal connues du public. L'information du public devrait se faire à l'aide de publications, d'émissions de télévision, de radio, d'expositions, d'actions de démonstration ou d'ateliers. La sensibilisation dans les écoles est également importante.

2. La formation des utilisateurs

La formation du personnel chargé d'installer et d'entretenir les systèmes d'énergie renouvelables ainsi que celle des utilisateurs est essentielle pour assurer le bon fonctionnement à long terme des installations.

3. Utilisation de technologies adaptées et éprouvées

Les équipements devraient être éprouvés sur le terrain dans des conditions réelles pendant plusieurs années avant de procéder à une commercialisation et implantation à grande échelle. Les stratégies de contrôle de qualité et de standards de fabrication doivent également être mis en place.

4. Les facilités de financement

Les énergies renouvelables sont onéreuses et nécessitent des investissements relatifs importants. Il est donc nécessaire de prévoir des incitants fiscaux (suppression des taxes d'importation, TVA,...) ainsi que des modalités de financements attractifs (prêts à faible taux d'intérêt, subvention d'une partie de l'équipement,...). Dans le cas d'un raccordement au réseau de distribution d'électricité, il est essentiel de prévoir des conditions attractives de rachat de l'électricité produit.

5. Favoriser les initiatives privées

Le développement de coopératives au niveau des villages, de petites entreprises privées et d'ONG est à encourager. Ces organisations devraient être convenablement formées pour l'installation et l'entretien des systèmes. De même, les options pour financer de petits investissements en équipements utilisant les énergies

renouvelables doivent être offertes à l'échelle familiale ou personnelle.

6.4.2 Les principales mesures pour le développement des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables nécessite une politique volontariste de la part du Gouvernement qui comporte l'ensemble d'actions suivantes:

1. Mise en place d'une agence spécialisée dans le développement des énergies renouvelables

Actuellement, le sous-secteur des énergies renouvelables est dépourvu de structures opérationnelles et spécifiques. Il est urgent de mettre en place une agence dont la mission consistera en:

- Promotion des énergies renouvelables.
- Coordination des différentes actions dans ce secteur.
- Recherche de financement et préparation des projets.
- Suivi et évaluation des différents programmes du secteur.
- Mise en place du cadre légal et réglementaire favorable au développement des énergies renouvelables.
- Formation à l'installation et l'entretien des systèmes d'énergie renouvelable.

2. Une politique de financement et fiscale attractive

L'énergie renouvelable demande un investissement de démarrage important. L'Etat pourrait subventionner une partie des coûts d'investissements rencontrés ou octroyer des prêts à des taux très intéressants.

Il serait également intéressant de prévoir la détaxation des équipements utilisés dans les systèmes de captation des énergies renouvelables.

3. Un prix attractif pour le rachat de l'électricité provenant des énergies renouvelables

Dans le cas du rachat par la SBEE de l'électricité provenant d'installations de captation des énergies renouvelables, il est essentiel de prévoir une rémunération attractive de l'électricité rachetée par le réseau. Le prix de rachat du kWh doit être de l'ordre de 90% du prix moyen de vente du kWh par la SBEE aux particuliers.

4. Mise en place de projets pilotes

La technologie des énergies renouvelables est mal connue, mal maîtrisée par les utilisateurs et souvent non adaptée aux besoins des bénéficiaires. Il est donc nécessaire de continuer des projets pilotes qui serviront de démonstrations, tests et de formation aux énergies renouvelables. C'est surtout justifié pour le biogaz, les microcentrales hydroélectriques et l'énergie photovoltaïque.

5. Favoriser l'initiative privée

L'un des principaux facteurs clés de succès du programme de développement des énergies renouvelables est la motivation des bénéficiaires à entretenir et à utiliser correctement leur installation. Il est donc important de favoriser l'initiative privée (installateurs et utilisateurs) et de soutenir des actions qui rencontrent la motivation des bénéficiaires. La participation des bénéficiaires aux coûts d'investissement est vivement conseillée.

6.5 Une nouvelle organisation du secteur de l'énergie

Nous avons relevé au chapitre 3, les principaux défis que rencontre le gouvernement béninois dans la gestion du secteur énergétique

Pour relever ces défis, nous proposons les actions suivantes

Au niveau de la stratégie, suivi et évaluation

- **La mise en place d'une Commission Nationale de l'Energie:** Les grandes orientations stratégiques du secteur seront discutées et définies dans le cadre de cette Commission Nationale de l'Energie dont l'animation et le secrétariat seront assurés par la Direction de l'Energie. Elle veillera également à la bonne application du plan énergétique dans les différents sous-secteurs et à la coordination des différentes stratégies sous-sectorielles.
- **La mise en place de systèmes de collecte des données énergétiques** (production et consommation) et des mesures de la qualité de l'air à travers les services en charge des différents sous-secteurs. Ces données seront rassemblées par la Direction de l'Energie et serviront à l'établissement des différents bilans énergétiques.

– La création de l'Agence Béninoise de l'Energie (ABEN):

Pour la promotion des énergies renouvelables, la gestion rationnelle de l'énergie et la préélectrification rurale, nous suggérons de créer l'Agence Béninoise de l'Energie dont le rôle consistera en:

1. Collecte et centralisation des informations sur tous les domaines concernés par le secteur de l'énergie et particulièrement ceux de l'énergie renouvelable, la préélectrification et la maîtrise de l'Energie.
2. Suivi et évaluation du secteur de l'énergie
3. Mise en oeuvre de la politique énergétique, coordination et assistance des actions en matière d'économie d'énergie, préélectrification rurale et énergie renouvelable
4. Recherche de financement pour les projets de préélectrification, énergie renouvelable et maîtrise de l'énergie
5. Promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, la préélectrification rurale et l'énergie renouvelable auprès des ménages et des opérateurs économiques
6. Représenter le Bénin auprès des Agences internationales de promotion de l'Energie renouvelable

Cette Agence sera composée de représentants des différents départements actifs dans le secteur de l'Energie. Elle sera financée en partie par le fonds de l'Energie (voir ci-dessous), par l'aide internationale (notamment pour les programmes d'énergies renouvelables) et également en effectuant des études.

Au niveau de la réglementation et du contrôle

- Préparation du cadre légal adapté à la préélectrification rurale, à l'autoproduction et à la gestion des énergies renouvelables
- Adaptation du code Daho-Togolais au fait que la SBEE possède des groupes thermiques connectés au réseau et que pour développer les énergies renouvelables, il faille racheter l'électricité des autoproducteurs à des prix attractifs.
- Préparation des réglementations pour la distribution des produits pétroliers et de l'électricité.
- Mise en place d'un service qui pourra éventuellement être rattaché à la DEN et qui sera en charge de l'agrément des installations électriques, de stockage et de la distribution des produits pétroliers
- Renforcer les contrôles forestiers et de distribution de produits pétroliers en allouant plus de moyens.

Au niveau de la planification, production et distribution

La planification

- Préparation par le Cenatel et la Direction des Forêts et des Ressources Naturelles des schémas directeurs pour l'approvisionnement des grandes villes en bois de feu

La production

Les forêts, plantations de bois de feu, jachères boisées continueront d'être exploitées par des opérateurs privés ou l'ONAB sous contrôle de la DFRN et avec l'assistance du projet bois de feu.

La production électrique sera assurée en grande partie par la CEB, la SBEE (pour certains groupes de petites puissance) et certains autoproducteurs.

Le pétrole brut de Sèmè sera exploité par le PPS qui prendra un statut de producteur privé.

Les communes, groupements coopératifs, ONG, commerçants, PME et les particuliers sont plus indiqués pour l'installation et l'exploitation des réseaux de préélectrification et la gestion des installations d'énergies renouvelables.

La distribution

La SBEE sera en charge d'assurer la distribution de l'électricité dans le pays (à l'exception des réseaux de préélectrification et des lieux isolés où l'on permettra, en attendant le réseau SBEE, à des opérateurs privés ou communautaires de produire et de revendre de l'électricité.

Dans le secteur des produits pétroliers, la Sonacop sera mise en concurrence avec d'autres distributeurs de produits pétroliers.

Au niveau de la consommation

- Mise en place via les CARDER ou autre structure d'équipes de conseillers en énergie auprès des populations.

Les ressources financières

Pour mener la stratégie énergétique du gouvernement Béninois, il est essentiel de mobiliser les moyens financiers nécessaires. Nous proposons de prévoir:

un Fonds Forestier qui sera alimenté par les permis de coupe et les taxes sur le bois de feu et charbon de bois. Ce fonds servira à la gestion des forêts et du secteur du bois de feu.

Un fonds de l'Energie qui sera alimenté par une partie des recettes fiscales et douanières provenant des produits pétroliers et de la vente d'électricité. Ce fonds soutiendra l'Agence Béninoise de l'Energie et la Direction de l'Energie dans leurs activités.

Une tarification de rachat de l'électricité favorable aux énergies renouvelables

Une tarification de l'électricité vendue par la SBEE qui tienne compte de l'évolution des différents coûts rencontrés.

La nouvelle organisation se présentera comme suit:

NOUVELLE ORGANISATION DU SECTEUR DE L'ENERGIE

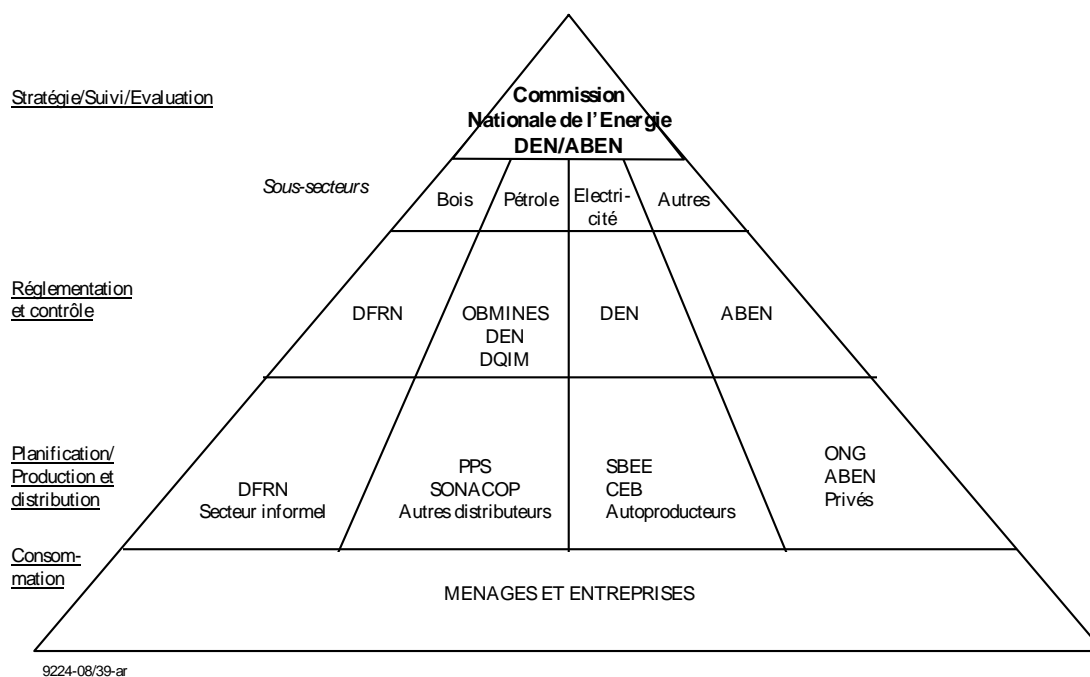


Figure 6.5.1/1 Proposition d'une nouvelle organisation du secteur de l'énergie

Chapitre 7 : Synthèse et Recommandations

7.1

Perspective générale du secteur énergétique béninois

Le Bénin couvre un territoire de 112622 km²; il est voisin du Nigéria, du Togo, du Burkina Faso et du Niger. Le Bénin comptait en 1992 une population de 4.9 million d'habitants. La croissance de la population est estimée à 3.3%/an. Le Bénin devrait compter 12.995 MHab. en 2020.

Le Bénin présentait en 1994 un PIB de 601.7 GFCFA (Valeur 1985), dont 38% relève du secteur primaire, 13% du secteur secondaire et 49% du secteur tertiaire. Le PIB devrait croître de 6.1%/an en moyenne d'ici à 2020, où il devrait atteindre la valeur de 2 627 GFCFA (en valeur 1985).

La consommation énergétique béninoise, calculée au niveau des approvisionnements, s'est élevée en 1995 à 47 911 TJ, dont 73% provenaient des ressources énergétiques traditionnelles: le bois de feu. La consommation par habitant s'élevait alors à 8.83 GJ/habitant et par an. En 2020, la consommation totale d'énergie primaire du pays devrait être portée à 128 551 TJ (dans le cadre d'une évolution "business as usual" du secteur énergétique béninois), soit 9.89 GJ/habitant et par an. Le secteur des énergies traditionnelles, non contraint, représenterait encore 60% de l'utilisation de l'énergie primaire en 2020.

Le Bénin ne dispose pas de ressources énergétiques commerciales, hormis un potentiel hydroélectrique appréciable (la centrale de Nangbeto et le projet Adjarala), qui est partagé avec le Togo. Le Bénin importe la totalité de ses besoins en combustibles fossiles et au travers de la CEB, la plus grande partie de son électricité est également importée du Ghana et de la Côte d'Ivoire. Le Bénin ne consomme pas de charbon ni de gaz naturel à l'heure actuelle.

L'étude a permis de définir un développement économiquement rationnel du secteur énergétique béninois. Les principaux aspects qui ont été envisagés sont résumés ci-après.

Le secteur énergétique pris globalement

Le secteur énergétique béninois a été modélisé dans toute sa complexité au moyen d'un modèle énergétique global de l'Agence Internationale à l'Energie, le modèle MARKAL.

Cette modélisation globale permet d'identifier clairement les différents secteurs énergétiques, ainsi que leurs interactions éventuelles et de simuler diverses politiques de développement sectorielles, ou intersectorielles, tout en garantissant que chacune de ces politiques réponde à un optimum économique dans le cadre des contraintes qu'elle impose.

Les principaux choix de politique énergétique qui ont été envisagés sont les suivants :

- indépendance énergétique nationale, en limitant autant que possible les importations d'électricité,
- impact de l'introduction d'un nouveau vecteur énergétique sur le système béninois: le gaz naturel qui pourrait être importé du Nigéria ou produit à partir du gisement de Sèmè,
- amélioration de l'efficacité énergétique des transports, en particulier dans le secteur des transports individuels routiers et de la substitution rail/route.
- prise en compte des contraintes sur la production limitée de bois de feu et amélioration du bilan énergétique des énergies traditionnelles,

Le secteur énergétique béninois a également fait l'objet d'évaluations environnementale et institutionnelle, qui sont résumées dans les sections 6 & 7 de la synthèse.

D'une manière générale, l'analyse a fait ressortir une indépendance des décisions sectorielles. Il y a en effet peu de décisions qui, prises pour un secteur déterminé, engendreraient des changements de stratégie dans d'autres secteurs. La seule exception notable consiste en l'introduction du gaz naturel qui permettrait non seulement une production électrique au moindre coût, mais aussi la substitution d'une partie importante du fioul lourd consommé au Bénin.

Les conclusions sectorielles sont données au paragraphe 7.2, pour chacun des secteurs énergétiques du Bénin.

7.2 Perspectives énergétiques sectorielles

7.2.1 Le secteur électrique

L'analyse du secteur électrique a été effectuée à l'aide du modèle MARKAL, dans un contexte énergétique global. Cette analyse a été complétée par une optimisation détaillée du système électrique à l'aide du modèle PRELE, développé par Tractebel. L'analyse détaillée du secteur électrique a été effectuée sur base annuelle afin de déterminer les années optimales de mise en service des équipements.

Les principales conclusions relatives au développement du secteur électrique qui peuvent être tirées de ces analyses sont les suivantes.

A court terme: utiliser les capacités disponibles

A court terme, il importe de réhabiliter les unités Diesel disponibles au Bénin, ainsi que les unités Diesel et les turbines à gaz disponibles au Togo. Ces unités, une fois remises en état permettent de fournir suffisamment d'énergie et de puissance au système jusqu'en 2007.

Le gaz naturel doit être considéré comme l'option privilégiée pour le développement du système

L'introduction du gaz naturel dans le système énergétique Béninois constitue la solution la plus avantageuse pour le système énergétique et en particulier électrique. Dans ce cas, le développement du système électrique sera basé sur des unités à cycles combinés (2x40 MW de turbines à gaz + 40 MW de turbine à vapeur de récupération). La puissance totale installée en 2020 en unités de ce type atteint alors 360 MW dans l'ensemble Togo - Bénin.

Il faut cependant noter que la tarification du gaz naturel Nigérian dépendra du résultat des négociations avec ce pays.

Des études de sensibilités ont montré que le prix d'achat du gaz naturel peut augmenter de 0.2 MXOF/TJ jusque 2.5 MXOF/TJ sans affecter sensiblement la décision d'introduction du gaz naturel dans le système énergétique Béninois. La valeur de 0.2 MXOF/TJ représente la valeur économique du gaz Nigérian, qui est envoyé aux torchères s'il n'est pas consommé. Au delà de la valeur de 2.5 MXOF/TJ, le gaz naturel devient plus coûteux que les combustibles dérivés du pétrole qu'il substitue et par conséquent n'est plus retenu comme option possible pour le système.

Lorsque le gaz naturel est introduit dans le système, la production d'électricité additionnelle à prévoir dans le système est localisée essentiellement à Cotonou pour les raisons suivantes: (1) il y a un déficit de puissance installée de ce côté du système CEB; (2) les capacités de transport électriques existantes en 161 kV évitent de devoir transporter du gaz jusqu'au Togo et (3) l'essentiel de l'énergie produite actuellement passe par le Togo (Lomé). Ce n'est que dans le cas d'un gazoduc Nigéria-Ghana qu'il serait possible d'envisager de placer le dernier cycle combiné au Togo, puisque de toute manière le gazoduc serait présent.

La production d'électricité à partir d'unités à cycles combinés localisées sur le territoire béninois est une solution plus fiable du point de vue de la sécurité de la production d'électricité que l'importation d'électricité à partir de la NEPA, puisque les unités à cycles combinés peuvent toujours être alimentées au gasoil en cas de défaillance de l'alimentation en gaz naturel par le gazoduc. Le gasoil peut être importé par le port de Cotonou, ou sur une jetée établie à cet effet près de la centrale électrique.

L'utilisation du gaz de Sèmè peut également constituer une solution de rechange en cas de rupture d'approvisionnement de longue durée du gaz nigérian.

L'interconnexion avec la NEPA (Nigerian Electricity Power Authority)

L'interconnexion avec la NEPA constitue également une solution très favorable pour l'alimentation du système électrique du Bénin (et du Togo).

Cette solution présente des caractéristiques similaires à la solution gaz naturel: (1) injection de puissance du côté béninois du système CEB, (2) coût d'approvisionnement plus favorable et (3) bonne fiabilité de l'approvisionnement.

Comme pour l'alimentation en gaz naturel, des analyses de sensibilité ont montré que la quantité d'énergie importée à partir du Nigéria dépend du prix d'achat de celle-ci à la frontière du Bénin et du Nigéria. La pénétration de l'énergie électrique sur le marché électrique du Bénin et du Togo sera maximale pour un prix frontière inférieur à 6 MXOF/TJ (21.6 XOF/kWh). La pénétration reste très forte pour des prix compris entre 7 et 9 MXOF/TJ (25.2 à 32.4 XOF/kWh). Au delà de 10 MXOF/TJ (36 XOF/kWh), l'interconnexion avec la NEPA n'est plus intéressante pour le système CEB.

En cas d'interconnexion avec la NEPA, celle-ci doit être assurée par une liaison double terne, car il n'est pas possible de prévoir des capacités installées en réserve pour les 250 MW qui pourraient transiter au maximum sur un terne. S'il est certain qu'une alimentation par ligne double terne est très fiable, il faut néanmoins se rappeler que la fiabilité globale de l'interconnexion dépend aussi du système de production disponible en amont au Nigéria. Or, la fiabilité à long terme de ce système ne peut être contrôlée par la CEB, ce qui constitue un facteur de risque, absent dans le cas de l'option gaz puisque les groupes à cycles combinés peuvent être alimentés au gasoil.

Dans le cas où l'interconnexion avec la NEPA devient effective en 1999 (au lieu de 2007), conjointement avec l'apparition d'Adjarala en 2005 (au lieu de 2016), des calculs ont montré l'importance du surcoût dû à l'avancement des dates d'investissement (26.7 GXOF).

Le projet Adjarala

La centrale hydroélectrique de Adjarala constitue le principal projet hydroélectrique de l'ensemble Togo-Bénin pour la période de planning considérés.

Comme la plupart des projets hydroélectriques, ce projet comporte les avantages et les inconvénients suivants :

Pour ce qui concerne les avantages :

- absence de dépenses de combustibles;
- contribution à une politique d'indépendance énergétique;
- peut servir à la réalisation de plan agricole par irrigation.

Pour ce qui concerne les inconvénients :

- importante mise de fonds pour réaliser l'investissement;
- production soumise aux aléas hydrologiques.

D'un point de vue strictement économique et en ne considérant que la production d'énergie, le coût actualisé de la stratégie qui inclut le projet Adjarala est légèrement plus faible que le coût actualisé de la stratégie de référence. Ce projet est alors réalisé en 2007 et peut donc être considéré comme un projet intéressant. Pour un taux d'intérêt de 10%, ce projet fait passer le coût moyen du kWh de 41.4 X 0F à 40.7 X 0F.

Le projet Adjarala est reporté à l'année 2010 en cas d'importation plus importante d'électricité à partir du Ghana et de la Côte d'Ivoire. Il est reporté à l'année 2016 en cas d'interconnexion électrique avec le Nigéria (limitée à 250 MW), qui deviendrait opérationnelle à l'année 2007. L'intérêt (économique) du projet Adjarala disparaît en cas d'interconnexion gazière avec le Nigéria.

L'intérêt économique de la stratégie Adjarala s'accroît lorsque ce projet est imposé à l'année 2005 à condition qu'il puisse se combiner à une interconnexion électrique avec le Nigéria et qui serait effective en 1999.

Les unités thermiques

La production d'électricité au Bénin et au Togo deviendra pour une part significative d'origine thermique. Dans les cas qui ne comprennent pas l'interconnexion avec la NEPA ni le gazoduc à partir du Nigéria, ces productions pourront être réalisées par des unités à cycles combinés, ainsi que des turbines à gaz, alimentées au gasoil.

Le choix de ce type d'unité repose d'une part sur la comparaison avec des groupes Diesel, d'autre part sur le changement possible de combustible si le gaz naturel devait être rendu disponible plus tard dans la période d'étude. En ce qui concerne les groupes Diesel, d'une part leur coût d'investissement unitaire est supérieur à celui d'unités à cycles combinés, d'autre part, la taille des unités requises dans le système est à la limite des capacités disponibles en groupes Diesel. Enfin, le rendement des unités à cycles combinés (supérieur à 45%) compense le surcoût entraîné par la consommation d'un combustible plus coûteux, le gasoil.

L'interconnexion avec la VRA (Ghana) et la CIE (Côte d'Ivoire)

Le Bénin et le Togo importent de l'énergie depuis la Côte d'Ivoire et le Ghana. Ces deux sources présenteront un prix frontière de l'ordre de 30 XOF/kWh, qui est proche de leur coût de développement à long terme.

Compte tenu des limitations de ces systèmes, il n'a pas été envisagé des importations supérieures à celles déjà existantes depuis ces deux

pays. La borne supérieure que le Bénin peut accepter de payer pour ces importations correspond au coût de développement à long terme de son propre système de production d'électricité, soit 39 XOF/kWh.

Il est souhaitable de limiter les importations par l'ouest du système CEB, afin de limiter les besoins en nouvelles lignes de transmission entre Lomé et Cotonou.

7.2.3

Le secteur pétrolier

Les produits pétroliers sont importés

Le Bénin importe et continuera à importer la totalité des produits dérivés du pétrole consommés sur son territoire.

La taille du pays et la présence à ses frontières d'un pays exportateur de pétrole disposant de raffineries rendent irréaliste la construction d'une raffinerie sur le territoire béninois. De plus, le pétrole devrait être importé, ce qui la rendrait moins compétitive que les raffineries existant dans les pays voisins.

La réduction de la facture pétrolière ne peut dès lors s'obtenir que moyennant les actions suivantes:

- (1) Améliorer l'efficacité des usages énergétiques consommant du pétrole,
- (2) Substituer pour autant que cela soit possible des produits dérivés du pétrole par d'autres produits énergétiques moins coûteux.

Comme le Bénin s'approvisionne sur le marché international, il a la garantie d'obtenir des approvisionnements au prix du marché. Il y a cependant peu de marge de négociation possible en raison de sa taille relativement faible sur les marchés internationaux.

Les stockages

Les stockages actuellement disponibles au Bénin devront être renforcés au fur et à mesure de la croissance de la demande. Une estimation des capacités nécessaire a été effectuée sur base d'un stock maximal de 90 jours de consommation moyenne.

Il faut cependant noter que certaines stratégies développées pour le secteur électrique requièrent l'importation de quantités supplémentaires de fioul lourd (unités diesel) ou de gasoil (cycle combinés). Dans ce cas, il faudra adapter les stockages disponibles à proximité des groupes de production d'électricité.

L'amélioration de l'efficacité énergétique

L'amélioration du bilan énergétique au niveau pétrolier peut être obtenue par l'amélioration de l'efficacité énergétique dans le secteur des transports, qui reste le consommateur principal de produits dérivés du pétrole au Bénin.

Deux actions possibles ont été examinées, l'encouragement au moteur Diesel dans les transports de personnes et la substitution rail/route.

L'encouragement au moteur Diesel peut être obtenu en taxant de manière différente les véhicules à essence et au gasoil.

La substitution rail/route pour le transport des marchandises, si elle apporte indéniablement une amélioration de l'efficacité énergétique, relève plus de la politique sectorielle des transports que de la politique énergétique.

7.2.4 Le gaz naturel

Introduction du gaz naturel

L'introduction du gaz naturel dans le bilan énergétique béninois entraînera une modification importante du secteur énergétique. L'introduction du gaz naturel sera limitée au secteur industriel consommateur de fioul lourd, principalement et de gasoil, ainsi qu'au secteur électrique.

L'introduction du gaz naturel pourra être effectuée soit par un gazoduc Nigéria - Ghana, soit par un gazoduc limité au seul Bénin. Les deux options conviennent également. Cependant, le gazoduc transnational Nigéria - Ghana est préférable en raison (1) du caractère multinational du projet qui lui confère une meilleure garantie de sécurité d'approvisionnement et (2) du bénéfice lié à l'effet d'échelle sur les coûts dont le Bénin devrait bénéficier en participant à ce projet.

La substitution du fioul lourd

La substitution du fioul lourd permettra, si le prix frontière du gaz naturel est avantageux, de réduire la consommation de produits pétroliers, d'améliorer les conditions de production de chaleur dans quelques industries fortement consommatrices de fioul lourd (cimenterie, brasserie, textile) et finalement de diminuer la pollution provoquée par la combustion massive du fioul lourd dans ces industries.

Pas de gaz dans le secteur domestique/ pas de substitution LPG

Il n'est pas économiquement intéressant de prévoir un réseau de distribution de gaz naturel à l'intérieur des villes. En effet, ce genre de réseaux n'est économique que s'il y a suffisamment de chauffage de locaux à alimenter en plus des besoins de cuisson.

Limité à la bande côtière Sud

L'introduction du gaz naturel sera limitée à la bande côtière du Sud du pays, si l'introduction se fait par un gazoduc Nigéria - Ghana, voire à la seule région de Sakete, Porto-Novo et Cotonou en cas de construction d'un gazoduc limité au Bénin.

Le gisement de Sèmè

Le gisement de Sèmè permettra de faire fonctionner une turbine à gaz de 40 MW pendant 20 ans. Ce gisement peut être mis en oeuvre, et le gaz injecté dans le gazoduc, si son coût de production est inférieur au prix frontière du gaz naturel importé du Nigéria. S'il n'existe ni interconnexion électrique, ni gazière avec le Nigéria le gisement de Sèmè pourra être mis en exploitation et alimenter une turbine à gaz d'une unité à cycle combiné qui autrement fonctionnerait au gasoil.

La décision d'exploiter le gisement de Sèmè dépend du résultat des négociations avec le secteur gazier nigérian.

7.2.5 Le secteur des énergies traditionnelles

Le secteur des énergies traditionnelles recouvre principalement le bois de feu, le charbon de bois et les énergies commerciales consommées pour la cuisson et l'éclairage (kérosène).

La contrainte bois de feu

Le système énergétique bois de feu a été modélisé en tenant compte des spécificités des zones urbaine et rurales.

Les conclusions sont les suivantes:

- Le bois de feu et le charbon de bois présentent, en zone urbaine, des coûts par TJ d'énergie finale proches de ceux des combustibles pétroliers. Il existe donc un marché des combustibles bois de feu et charbon de bois.
- Les consommateurs de bois et de charbon de bois en zone urbaine payent le Diesel nécessaire à son transport, ce qui influence le choix de l'appareil de cuisson.
- Si la contrainte de substitution de bois de feu s'accroît, les calculs ont montré qu'il faut encourager l'acquisition de réchauds au kérosène en ville et de foyers améliorés en zones rurales.
- Le contrôle sur les flux de charbon de bois et de bois de feu doit également être accentué afin d'améliorer les conditions de concurrence entre ces combustibles et les produits pétroliers.

7.2.6

Les énergies renouvelables

Peu d'installations opérationnelles pour un potentiel intéressant

Le Bénin dispose seulement que de quelques installations de captation des énergies renouvelables. C'est ainsi que 4 villages ont été préélectrifiés avec l'énergie solaire photovoltaïque. Une vingtaine de kWc de photopiles sont vendus chaque année.

Ce système de captation qui est très onéreux (550 FCFA par kWh en tenant compte du coût des batteries), est probablement le plus prometteur pour les décennies à venir dans la mesure où l'on prévoit une baisse du prix des photopiles.

Dans le domaine du biogaz, plusieurs expériences (le projet Songhai et les digesteurs du CENAP) sont encourageantes. Une vingtaine de digesteurs sont encore en fonctionnement. Malgré des coûts de production très compétitifs (2,4 FCFA par MJ), la diffusion du biogaz est bloquée par une forte réticence du milieu paysan à manipuler les déjections humaines et à utiliser le gaz. Néanmoins, avec un million de têtes de bovins et 2 millions de ruminants, le pays dispose d'un potentiel de plusieurs dizaines de milliers de terajoules par an.

En ce qui concerne les microcentrales hydroélectriques, malgré un réseau hydrographique bien développé et un relief suffisamment encaissé, le Bénin possède peu de sites facilement aménageables. En effet, les rivières ayant des débits d'étiage très faibles, il est souvent nécessaire de prévoir des groupes électrogènes d'appoint, ce qui entraîne des surcoûts importants au niveau des investissements. L'aménagement du site de Yéripao (microcentrale de 2 x 480 kW avec une hauteur de chute de 123 mètres) sera une expérience en la matière.

A notre connaissance, il n'y a pas d'éoliennes en fonctionnement au Bénin. Dans les années 80, certains prototypes ont été installés. Il s'est avéré que même sur la côte ce type d'investissement n'était pas rentable faute de vents suffisamment réguliers et importants. Néanmoins, un projet d'installer un parc d'éoliennes près de Cotonou est actuellement à l'étude. Selon nos estimations, pour les sites bien éventés du Bénin (vitesse moyenne de 5 M/S), le kWh produit revient à 120 FCFA.

Les principaux obstacles à leur développement sont:

- techniques: les systèmes proposés sont souvent trop complexes et dépourvus de services après-vente (maintenance, pièces détachées)
- économiques: Manque d'information sur les coûts réels des différentes sources d'énergie.
- Financiers: Manque de sources d'investissement et de crédit
- Institutionnels: Absence d'une réglementation en faveur des énergies renouvelables

- Sociaux: manque d'information et de formation des bénéficiaires qui manifestent souvent une attitude de méfiance et d'inertie vers les nouvelles technologies

Pour une politique de promotion des énergies renouvelables

Le développement des énergies renouvelables nécessite une politique volontariste qui comporte l'ensemble des actions suivantes:

- Création d'une Agence spécialisée dans le Développement des Energies Renouvelables
- Mise en place d'une politique de financement et fiscale attractive
- Etablissement d'un prix attractif pour le rachat de l'électricité provenant des énergies renouvelables.
- Continuation des projets pilotes
- Développement des initiatives privées.

7.2.7 Le développement énergétique en zone rurale

Le développement énergétique en zone rurale comprend deux aspects principaux: (1) l'extension du réseau de transport en HT, MT vers des centres urbains déjà alimentés par des groupes Diesel et (2) l'électrification rurale.

L'extension des réseaux HT et MT

L'extension des réseaux HT et MT a fait l'objet du Plan Directeur de la SBEE. Ces extensions seront d'autant plus aisément justifiables que les coûts de production pourront être abaissés dans le réseau interconnecté CEB.

Les projets de liaison de Parakou, Djougou, Natitingou et Kara au Togo vers le Ghana doivent faire l'objet d'une évaluation globale, en tenant compte des projets d'interconnexion entre le Ghana et le Burkina Faso et entre le Ghana et le Nigéria, par le nord du Togo et du Bénin.

L'électrification rurale

L'électrification des zones rurales éloignées des réseaux interconnecté reste une option coûteuse, qui n'est pas ou peu supportable économiquement par les populations bénéficiaires.

Quatre options sont possibles et doivent être analysées au cas par cas:

- . La mise en service de groupes Diesel,
- . La connexion au réseau interconnecté,
- . L'électricité photovoltaïque,

- La micro-hydraulique.

Compte tenu du coût élevé de chacune de ces options, l'électrification rurale ne pourra être envisagée que sur une base volontariste, et dans les limites budgétaires que l'état Béninois voudra s'imposer.

7.3 Les aspects environnementaux

La prévention est nettement moins coûteuse que l'assainissement

Un des principaux défis du Bénin est la mise en place d'une stratégie énergétique qui soutient le développement économique et social du pays tout en réduisant les nuisances de ce secteur de l'énergie sur l'environnement.

En effet, en matière d'environnement, la prévention est nettement moins coûteuse que l'assainissement. Il est donc urgent de prendre des mesures visant à réduire les nuisances sur l'environnement.

La pollution de l'air et la déforestation

Les 2 grandes sources de nuisance du secteur de l'énergie sur l'environnement sont la consommation d'hydrocarbures fossilisés et la déforestation due à la production de bois de feu pour l'approvisionnement des villes.

Le transport routier (moyennes, voitures et camions) est la principale source de pollution de l'air dans le pays. En effet, l'utilisation de produits fossilisés et la vétusté du parc automobile ont rendu certains endroits du Bénin irrespirables. C'est d'autant plus dramatique que l'actuelle croissance de la population urbaine rendra la situation de plus en plus critique dans les prochaines années. Cette pollution touchera la grande majorité des Béninois dans la mesure où la majeure partie de la population utilise la marche, le vélo et la moyenne pour se déplacer en ville.

7.4

L'organisation du secteur énergétique

L'organisation actuelle du secteur de l'Energie doit faire face à un certain nombre de dysfonctionnements qui se résument comme suit:

Un manque de coordination entre les différents sous-secteurs

Au niveau de la stratégie- suivi et évaluation, le secteur souffre d'un manque de coordination des différents sous-secteurs et d'un système de collecte de données nécessaire au suivi efficace du secteur. De plus, il n'existe pas de structure adaptée à la promotion des énergies renouvelables et à l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Des réglementations à adapter ou à préparer

En ce qui concerne le cadre légal, certaines réglementations (en matière d'installations électriques et de distribution des produits pétroliers) font défaut. Une réglementation adaptée à la préélectrification rurale, à l'autoproduction et à la gestion des énergies renouvelables est inexistante.

De plus, le code Daho-Togolais n'est pas respecté et devra être adapté au fait que la SBEE installe, dans certaines conditions de puissance et de situation, des centrales électriques.

Des contrôles peu efficaces

Les contrôles dans le cadre de l'application de la loi forestière et de la lutte contre la vente illicite de carburants sont peu efficaces et nécessitent d'être renforcés.

La difficile sensibilisation des populations

Le secteur de l'Energie ne dispose pas de structures décentralisées (à l'exception des Eaux et Forêts via les CARDER) en mesure de conscientiser les populations aux principaux enjeux du secteur de l'énergie.

Le manque de ressources financières

Les différents sous-secteurs souffrent d'un manque de moyens financiers.

Les raisons sont diverses. Pour la SBEE, c'est un prix de vente trop faible du kWh. Pour la Direction des Eaux et Forêts et la Direction de l'Energie, ce sont les budgets alloués par l'Etat.

7.5

Recommandations stratégiques pour le développement du secteur énergétique

Les recommandations ci-après, relatives au développement du secteur énergétique Béninois peuvent être formulées.

1. Des négociations doivent être poursuivies avec le Nigéria en vue d'obtenir rapidement l'importation du gaz naturel, dans les meilleures conditions possibles de prix frontière et de garantie d'approvisionnement. Le recours à des experts internationaux dans ce domaine peut faciliter la démarche de négociation.
2. Il est nécessaire d'établir un Plan Directeur du gaz naturel au Bénin, qui estimera les consommations de produits pétroliers substituables et les consommations dans le secteur électrique. Ce plan définira également le tracé et le dimensionnement du réseau (haute pression, moyenne pression et basse pression) qui doit être prévu, dans chacune des hypothèses d'alimentation du Bénin : soit par un gazoduc multinational Nigéria - Ghana soit par un gazoduc réservé aux seuls besoins du Bénin (et de la production électrique pour le Togo). La date optimale de mise en service du gazoduc pour le Bénin devra être déterminée.
3. Le projet de centrale hydroélectrique d'Adjarala se justifie dans la mesure où il contribue à une meilleure indépendance énergétique du pays et permet le développement des aménagements hydroagricoles.
4. La planification des réseaux internes du Bénin, en 161 kV, 63 kV ainsi que celle du réseau MT et de l'électrification rurale doit être poursuivie et étendue à l'ensemble du territoire béninois. La faisabilité des connexions de centres importants en 161 kV, par l'intermédiaire du réseau ghanéen doit être analysée dans un cadre régional. Le Plan Directeur d'électrification rurale devra également déterminer quels sont les centres susceptibles de bénéficier de la pré-électrification (photovoltaïque, Diesel, micro-hydraulique ou réseaux), en présentant dans chaque cas la solution la plus économique pour leur approvisionnement, tout en considérant la totalité des bénéfices possibles, y compris ceux liés à la fixation en zone rurale des populations, ainsi que la capacité des populations à prendre en charge une partie des investissements consentis, ou en maximisant la population bénéficiaire dans le cadre d'un budget déterminé alloué par l'état béninois.

Il est nécessaire de déterminer un nouveau site, à proximité de Cotonou ou de Porto-Novo, pour les centrales thermiques futures (turbines à gaz et cycles combinés) qui seront envisagées au Bénin.

La centrale devra être localisée de manière optimale dans le réseau interconnecté en tenant compte des contraintes de terrain, de la possibilité d'importer aisément les combustibles nécessaires à la centrale (gasoil ou gaz naturel), dimensionner les stockages de combustibles, optimiser les séquences d'investissements. Des techniciens capables d'exploiter ces centrales devront être formés.

5. L'interconnexion électrique avec le Nigéria constitue également une solution favorable pour l'alimentation électrique du Bénin et du Togo en l'absence d'importation de gaz naturel en provenance du Nigéria.
6. Au cas où l'interconnexion gazière avec le Nigéria ne pouvait aboutir, les groupes de la centrale Diesel de Akpakpa, de même que les unités Diesel et les turbines à gaz du Togo doivent être réhabilités, modernisés et rendus aptes à fonctionner dans de bonnes conditions, pour des longues périodes de temps. Il faut également prévoir des installations de traitement du fioul lourd, afin de permettre l'usage de ce combustible sur une grande échelle pour le fonctionnement de ces groupes.
7. Pour le secteur des énergies traditionnelles (bois de feu), des mesures doivent être prises afin (1) de contrôler les flux énergétiques (contrôles routiers et taxation), (2) de rendre la concurrence entre sources énergétiques la plus transparente possible et (3) de favoriser le développement de plantations villageoises de bois de feu. Des actions précises doivent également être prises afin de promouvoir le foyer amélioré en zone rurale et le réchaud à kérosène en zone urbaine, ce qui permettra de limiter le prélèvement sur les forêts.
8. Une politique de réduction de la pollution de l'air devra être mise en place. Elle comportera un ensemble de mesures visant à la réduction de l'emploi de carburants frelatés, à l'amélioration du parc automobile, à une meilleure gestion du trafic et éventuellement à l'introduction du gaz naturel (dans l'industrie et la production d'électricité).
9. En vue de relever les défis du secteur dans les années à venir, il est crucial d'améliorer l'organisation actuelle en mettant en place une commission nationale de l'Energie où seront définies les options stratégiques de tout le secteur, une Agence Nationale de l'Energie qui prendra en charge la préélectrification rurale, la promotion des énergies renouvelables et l'utilisation rationnelle de l'Energie. De plus, un système de collecte des données doit aussi être développé.
10. Il est également urgent de revoir la tarification de l'électricité en tenant compte de l'évolution des différents coûts (combustibles, investissements, maintenance,...) rencontrés par la SBEE. La création d'un fonds forestier et d'un fonds de l'énergie permettra de mobiliser les moyens nécessaires à la préservation du patrimoine forestier et au développement durable du secteur de l'énergie.