

POLITIQUE ECONOMIQUE ET DEVELOPPEMENT

SYSTEME THERMIQUE ET EQUILIBRE DU SECTEUR DE L'ENERGIE EN CÔTE D'IVOIRE

Dr DJEZOU WADJAMSSE BEAUDELAIRE

&

DJA N'GUESSAN FERDINAND NICAISE

Chercheurs Associés CAPEC

PED N° 16/2012



Cellule d'Analyse de Politiques Economiques du CIRES

Année de publication : 2012

Résumé

Cette étude a pour objectif d'analyser la contribution du système thermique à l'équilibre du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire. Pour ce faire, une démarche analytique basée sur la statistique descriptive a été adoptée. Il ressort de l'étude qu'une configuration du parc de production à dominante thermique n'est pas viable à moyen et long terme à la fois sur le plan économique et sur le plan environnemental. En plus, la branche thermique présente une structure de quasi-monopole qui affecte son efficacité.

Par conséquent, l'étude recommande à la fois la diversification du parc de production à travers la promotion des sources renouvelables dites énergies vertes en particulier l'hydraulique et le solaire et l'amise en œuvre effective de la concurrence dans la branche thermique.

Abstract

The objective of this study is to analyze the impact of thermal energy on electricity sector equilibrium in Côte d'Ivoire. We use analytical approach based on descriptive statistics. The study reveals that producing electricity largely from thermal source is not economically and environmentally sustainable. In addition, the thermal market structure seems to be monopolistic which affects negatively its efficiency.

Therefore, the paper recommends the diversification of electricity production sources by privileging renewables ones in the context of green economy especially hydropower and solar energy which should be supported by a competitive thermal sub-sector.

Sigles et Abréviations

ANARE :	Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'électricité
BOOT:	Build Own Operate and Transfer
BSIE:	Budget Spécial d'Investissement et d'Equipement
BTA:	Basse Tension
CEDEAO:	Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest
CIE :	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CIPREL :	Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité
Cires :	Centre Ivoirien de Recherches Economiques et Sociales
CNR :	Canadian Natural Resources
DEN :	Direction des Energies Nouvelles
DSRP :	Document de Stratégie pour la Réduction de la Pauvreté
EDF :	Electricité de France
EECI :	Energie Electrique de Côte d'Ivoire
ESMAP :	Energy Sector Management Assistance Program
FAO :	Organisation des Nations Unies pour l'alimentation et l'agriculture
FMI :	Fonds Monétaire International
FNEE :	Fonds National d'Energie Electrique
GSPER :	Groupe Spécial pour l'Electrification Rurale
GPE :	Groupe Projet d'Energie
Gwh :	Gigawatt heure
IDA :	Association Internationale de Développement de la Banque Mondiale
IEA :	International Energy Council
INS :	Institut National de la Statistique
KW :	Kilowatt

KWh:	Kilowattheure
MW :	Mégawatt
Mpcj:	Million de pieds cubes par jours
SIR:	Société Ivoirienne de Raffinage
SOGEPE :	Société de Gestion du Patrimoine de l'Electricité
SOPIE :	Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité
TEP :	Tonne Equivalent Pétrole
Twh:	Tonne watt-hour
WAPP :	West African Power Pool
WEC:	World Energy Council
WTI :	West Texas Intermediate

1. Introduction

L'énergie joue un rôle fondamental dans le développement économique et social d'un pays dans la mesure où plusieurs études ont mis en lumière une relation de causalité entre la consommation d'énergie et la croissance du PIB (Esso, 2010; Akinlo, 2009; Wolde-Rufael, 2009; Keho, 2007; etc). Les différences notables entre les pays développés et les pays en développement au niveau de leur profil énergétique, reflètent clairement l'écart de développement entre ces groupes de pays. Ainsi, là où l'Amérique du nord réalise une consommation de 8 tep/an, les pays africains se situent à peine à 0,7 tep/an (Fall, 2004). En plus, les personnes les plus pauvres de la planète au nombre de deux milliards ne consomment en moyenne que 0,2 tep/an (AIE, 2002). La faiblesse de leur consommation d'énergie s'accompagne d'un recours limité à l'électricité. Le continent africain présente le taux d'électrification le plus faible au monde et même du monde en voie de développement avec 34,3% de la population reliée à l'électricité en 2000, contre 40,8% en Asie du Sud, 86,6% en Amérique latine, 86,9% en Asie de l'Est et 91,1% au Moyen-Orient.

Paradoxalement, ces pays disposent d'un potentiel énergétique très important comprenant l'hydroélectricité, le pétrole, le gaz, le solaire, la biomasse, etc.

A l'instar des autres pays, la Côte d'Ivoire a vite perçu l'électricité comme un bien stratégique pour son développement économique et social et partant, d'épanouissement des populations. Dès lors, un ensemble de dispositions ont été prises par les pouvoirs publics afin de permettre une extension adéquate du réseau électrique et surtout une meilleure politique de couverture du territoire national. Le secteur de l'électricité a été marqué par deux grandes périodes (avant et après 1990) caractérisées par deux formes de configuration tant au niveau de la structuration que celui de la technologie de production. Une première période au cours de laquelle le secteur a été géré par un monopole public avec une prédominance de l'hydraulique et une deuxième phase caractérisée par l'intervention d'acteurs privés (la privatisation du secteur) avec la prépondérance du thermique. En effet, une évaluation du parc de production en 1990, laisse apparaître une puissance de 915 MW dont la configuration est la suivante: 310 MW pour le thermique (soit environ 1/3) et 604 MW pour l'hydraulique (soit environ 2/3). Cette configuration fortement basée sur

l'hydraulique (suite aux effets du choc pétrolier de 1974) va montrer ses limites pendant la grande sécheresse de 1983 qui s'est soldée par le délestage.

Aussi, suite à la vague de privatisation impulsée par le Fonds Monétaire International (FMI) et aux insuffisances de la gestion publique de l'électricité, le gouvernement a-t-il entamé, à partir de 1990, une politique de restructuration et de désengagement de l'Etat du secteur de l'électricité. Ainsi, avec l'apparition d'un opérateur privé, la CIE, et d'autres acteurs privés (CIPREL et AZITO ENERGIE) sur le segment de la production, le parc de production de l'électricité de la Côte d'Ivoire a connu une modification de sa configuration surtout avec la découverte de gisements gaziers. En effet, la production qui s'établit à plus de 5000 Gwh par jour en 2009 est à 2/3 d'origine thermique. Cette prépondérance du thermique a un impact important sur la facture énergétique de la Côte d'Ivoire et limite les possibilités de croissance face à une demande en forte progression car la production thermique coûte environ 3,2 fois plus cher que l'hydraulique (Amouroux, 2004)¹.

De même, le contrat d'affermage conclu avec la CIE et la fixation en Conseil des Ministres du prix de l'électricité² en dehors des mécanismes du marché (offre et demande) sont préjudiciables à l'équilibre du secteur qui enregistre des déficits financiers importants. Il en résulte un ralentissement des investissements nécessaires et une accentuation de l'écart entre l'offre et la demande d'électricité dans la mesure où les prix ne sont pas ajustés aux coûts (Ahossane et N'Goran, 2005). A cet effet, selon les tableaux de bord annuels de la CIE de 2009, il y a une forte pression exercée par la demande sur l'offre depuis 2000. Cependant, les fortes demandes tant nationales qu'extérieures commandent l'existence d'une offre adéquate que ne permet pas la situation économique et financière que traverse le pays. En effet, l'analyse de la courbe de charge sur la période 1990-2007 montre une croissance continue de celle-ci face à une puissance installée et une puissance disponible restées quasiment statiques. Cette situation a conduit à une pénurie dont les conséquences ont été les coupures fréquentes enregistrées en 2010 mettant ainsi clairement en lumière l'inadéquation entre l'offre et la demande d'électricité marquée par un déséquilibre structurel du secteur.

¹<http://www.hydro21.org> visité le 24 mars 2012. Selon cette source, le coût d'exploitation d'électricité d'origine hydraulique ne représente qu'environ 25% du coût total du KWh alors que cette part est de 80% dans le cas du thermique.

² Le prix du kilowattheure d'électricité a toujours été maintenu constant depuis 1983.

Ce constat nous amène donc à nous interroger sur la capacité du thermique à assurer l'équilibre du secteur de l'énergie en Côte d'Ivoire. En d'autres termes, le thermique est-il viable techniquement et financièrement à long terme? Peut-il assurer l'équilibre entre l'offre et la demande qui est continuellement croissante?

L'objectif principal de cette étude est d'analyser l'impact du système thermique sur l'équilibre du secteur de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire. De façon spécifique, il s'agit de:

- décrire l'évolution de l'offre et de la demande d'électricité ;
- mesurer dans le temps les poids des diverses sources (thermique et hydraulique) dans la production de l'électricité ;
- relever les forces et les faiblesses du thermique dans la satisfaction des besoins en énergie électrique ;
- proposer des solutions durables au problème énergétique en Côte d'Ivoire.

L'étude est structurée comme suit: la section 2 fait la description structurelle et réglementaire du secteur électrique de la Côte d'Ivoire. La section 3 présente l'offre d'électricité suivie de la demande à la section 4. Quant à l'analyse de l'équilibre du secteur, elle fait l'objet de la section 5. La dernière section conclut l'étude et propose des solutions sous forme de recommandation de politique économique.

2. Présentation du secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire a été rythmé par deux grands moments. Une première période au cours de laquelle le secteur a été géré par un monopole public et une deuxième phase caractérisée par l'intervention d'acteurs privés et donc de privatisation du secteur.

Cette section, présente ces deux grandes phases qui ont marqué le secteur au fil du temps, depuis la création de la société publique d'électricité en 1952 (EECI) jusqu'à l'apparition d'opérateurs privés mais également des structures étatiques chargées de rechercher la gestion transparente, l'efficacité et l'équilibre financier du secteur et de conduire la politique d'électrification en Côte d'Ivoire.

2.1 Les dispositifs institutionnels et réglementaires du secteur

Avant le tournant des années 1990, comme c'était le cas dans la plupart des pays africains, le secteur électrique ivoirien était géré par un opérateur public unique dépendant de l'Etat. En effet, depuis 1952, la société d'économie mixte dénommée Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI) était, dans le cadre d'une concession de service public, chargée de toutes les activités du secteur de l'électricité du pays. Dans ce cadre, l'EECI avait le monopole de la production, du transport et de la distribution de l'électricité en Côte d'Ivoire y compris l'extension de réseau ainsi que l'électrification rurale. A ce titre, l'Etat lui a donc confié l'entièvre responsabilité d'électrifier l'ensemble du territoire national.

Du fait d'une gestion peu transparente et inefficace de ces monopoles publics, les Etats, principalement ceux des pays en développement, ont opté, sous l'impulsion du FMI en particulier et des bailleurs de fonds en général, pour une privatisation de leur secteur d'électricité.

La Côte d'Ivoire n'a pas été en marge de ce vaste mouvement de privatisation. En effet, face aux limites de la gestion publique de l'électricité, le gouvernement a entamé, à partir de 1990, une politique de restructuration et de désengagement de l'État du secteur, qui s'inscrit dans un projet de complète libéralisation de l'économie ivoirienne impulsé par le FMI et les autres bailleurs de fonds. Cette action s'est traduite, d'une part, par la signature d'un contrat de concession, de type affermage, d'une durée de 15 ans avec la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) et d'autre part, par la signature d'un contrat BOOT avec des producteurs indépendants d'électricité (CIPREL et AZITO ENERGIE).

➤ **Les acteurs privés de production d'électricité**

- CIE (Compagnie Ivoirienne d'Électricité)

La CIE est née le 25 octobre 1990 d'un contrat d'affermage négocié de gré à gré avec la Société d'Aménagement Urbain et Rural (SAUR) (un consortium dominé par une filiale du Groupe Bouygues) et ElectricitéDe France (EDF). SAUR et EDF détenaient 51% des actions, l'État 44% et le personnel 5%. Cependant, à la fin des années 90, la structure du capital a changé de sorte qu'aujourd'hui FINAGESTION (une Holding du Groupe français dans l'eau et l'électricité) détient 54%, les privés ivoiriens 26% et le personnel 5% (CIE, 2011).

La CIE a pour rôle de fournir de l'électricité à partir des infrastructures mises à sa disposition par l'État, d'assurer la gestion technique et commerciale du secteur électrique et de réaliser les travaux définis dans la convention périodique. Elle dispose du monopole de transport et de distribution de l'électricité en Côte d'Ivoire.

Les résultats encourageants de la CIE ont incité l'État à ouvrir la production d'électricité à des opérateurs privés (Diaz et Perrault, 2002).

Ainsi, sur la période 1994-1998, d'importants investissements ont été réalisés pour la production d'électricité à partir du gaz ; il s'agit des constructions des centrales d'AZITO ENERGIE et de la CIPREL.

Le contrat de concession devrait prendre fin en octobre 2005 mais il a été prorogé le 1^{er} novembre 2005 pour une durée de 15 ans.

- CIPREL

La convention signée depuis 1994 avec l'État est de type BOOT d'une durée de 20 ans, dans laquelle la CIPREL a été chargée de construire, d'exploiter et de transférer à terme la centrale thermique de production d'électricité de Vridi II à l'État.

Une clause de type *take or pay* existe dans les termes du contrat. Cette clause signifie que la CIPREL garantit une disponibilité de 1410 GWh par an que l'État s'engage à payer pendant la durée de la concession de 20 ans.

La fourniture de combustible destiné à la production d'électricité par la compagnie est entièrement à la charge de l'État. La concession prend fin en 2014.

- AZITO Energie

En septembre 1997, l'État signe avec la société privée AZITO Energie une convention de concession pour la réalisation d'une centrale électrique au gaz naturel à AZITO pour une durée de 24 ans à la suite d'un appel d'offre international.

De même que celui de CIPREL, le projet est également développé sous la forme BOOT avec un contrat de type *take or pay* dans lequel AZITO garantit une puissance disponible de 420

MW que l'État s'engage à payer. La fourniture de combustible est également à la charge de l'État.

Cela a certes permis un accroissement significatif de la production d'électricité mais quelques dysfonctionnements persistaient. En 1996, l'État et les bailleurs de fonds internationaux se préoccupent de l'absence d'une surveillance et d'une gestion efficace du secteur. C'est dans ce contexte que la Banque Mondiale a demandé à un groupe d'études, de réfléchir à un cadre plus adéquat visant surtout à renforcer le contrôle réglementaire du secteur et à améliorer la gestion technique et financière de l'État.

En application des propositions de ce groupe d'études, l'État a dissout l'EECI, le GPE, le FNEE et le GESPER.

A la suite de la liquidation de ces structures, trois sociétés publiques d'électricité ont été créées, par décret, le 16 décembre 1998, pour une gestion plus rationnelle avec des missions bien spécifiques ; il s'agit de l'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Électricité (ANARE), de la Société de Gestion du Patrimoine du secteur de l'Électricité (SOGEPE) et de la Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité (SOPIE).

- AGGREKO

AGGREKO est un producteur indépendant qui a fait son entrée sur le segment de la production d'électricité en Côte d'Ivoire, à la suite d'un contrat conclu avec l'Etat, en mars 2010, pour combler le déficit d'énergie électrique lié à la défaillance d'une turbine de 150 MW de la Centrale d'Azito en décembre 2009. L'Etat de Côte d'Ivoire a donc sollicité l'entreprise AGGREKO pour la location et l'exploitation sur une période de deux ans d'une centrale à gaz de 70 MW. Son contrat a été prorogé jusqu'au 10 août 2014.

➤ **Les acteurs publics**

Bien qu'il y ait une restructuration du secteur de l'électricité en cours, nous présentons les acteurs publics du secteur qui ont fonctionné jusque-là.

- Le Ministère d'État, Ministère des Mines, de l'Énergie et du Pétrole

Le Ministère d'État, Ministère des Mines, de l'Énergie et du Pétrole est le département ministériel qui s'occupe du secteur de l'électricité par l'entremise d'une de ses directions centrales: la Direction de l'Énergie (DE). Cette Direction a pour mission principale la mise en œuvre de la politique de développement du secteur de l'électricité.

- L'ANARE

L'ANARE est chargée d'arbitrer les désaccords entre l'État et les opérateurs et également les conflits entre les opérateurs. S'occupant de la réglementation du secteur, elle est le garant du respect des conventions, des règlements et des différentes concessions. A ce titre, elle assure le contrôle technique, économique et financier du concessionnaire (la CIE) et des producteurs indépendants d'électricité (CIPREL et AZITO Energie).

En définitive, elle est chargée de la protection des intérêts des consommateurs. Il est important de faire remarquer que l'une de ses missions essentielles était de proposer au gouvernement, un tarif de l'électricité prenant en compte le bien-être des usagers et l'équilibre financier du secteur. Malheureusement cette mission importante n'est pas assurée puisque la fixation du prix de l'électricité reste une prérogative du gouvernement. En effet, le prix de l'électricité est décidé en Conseil des Ministres.

- La SOGEPE³

La SOGEPE est chargée de la gestion du patrimoine de l'État et du suivi financier et comptable des flux financiers du secteur. En d'autres termes, elle s'occupe de la gestion des actifs du secteur appartenant à l'État et veille à l'équilibre financier du secteur de l'électricité. La SOGEPE est en liquidation.

- La SOPIE

La SOPIE a pour objet d'assurer le suivi de la gestion des mouvements d'énergie et la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'État en tant qu'autorité concédante. Elle est également chargée de l'électrification rurale.

³La SOGEPE et la SOPIE sont dissoutes et remplacées par une nouvelle Société d'Etat dénommée Energies de Côte d'Ivoire (Ci-Energies) créée par le décret n° 2011-472du 21 décembre 2011.

De façon plus claire, elle est chargée du suivi des mouvements d'énergie effectués par le concessionnaire (la CIE) et de la maîtrise d'œuvre des travaux relevant de la responsabilité de l'État. Elle assure la planification de l'offre et la demande d'énergie. Cette société est également en liquidation.

2.2 Les insuffisances de la réforme institutionnelle de 1998

Le secteur électrique a été marqué par de profondes mutations depuis la réforme initiée en 1990, puis prolongée et renforcée en 1998.

Le financement du secteur de l'électricité a révélé des difficultés de trois ordres. Il s'agit des difficultés liées à l'application de la convention de concession liant l'État à la CIE, à celles relatives aux dysfonctionnements des trois structures étatiques et à celles liées à l'insuffisance de la loi de 1985 régissant le secteur.

➤ Insuffisance de la loi de 1985

Aujourd'hui, trois sociétés privées interviennent dans le secteur d'électricité en Côte d'Ivoire. Il s'agit de la CIE, de la CIPREL et de AZITO Energie.

Le transport et la distribution constituent un monopole de la CIE. Quant au segment de la production, il est ouvert à la concurrence conformément à la loi de 1985. Ainsi, les trois sociétés citées plus haut sont les productrices d'électricité. Cependant, ces trois structures ont pour partenaire, EDF; une telle situation suscite des doutes quant à l'existence d'une véritable concurrence dans le secteur de la production.

➤ Difficultés liées aux dysfonctionnements dans l'application de la convention de concession État-CIE

L'autorité concédante présente des difficultés pour contrôler les activités du concessionnaire. De plus, le régime des travaux n'est pas précis, de sorte qu'il n'est pas aisé de faire la distinction entre les travaux relevant du concessionnaire et ceux revenant à l'État. Il existe également des difficultés pour le financement du développement du secteur puisque la plupart des charges de cette nature incombent à l'État conformément au contrat. Un autre dysfonctionnement est l'inexistence d'un cahier des charges, ce qui constitue un

gros handicap à la convention de concession ; en outre, l'absence de clauses de révision du contrat fait qu'il est difficile de l'adapter aux différents changements.

➤ **Difficultés liées aux dysfonctionnements entre les structures étatiques**

La création des trois structures étatiques, par le décret du 16 décembre 1998, pour régler certaines confusions existant dans le cadre institutionnel précédent n'ont toujours pas permis de résoudre de façon efficace ces dysfonctionnements. En effet, le chevauchement des activités entre d'une part, la SOGEPE, la SOPIE, l'ANARE et la CIE et, d'autre part entre l'Administration Centrale (la Direction de l'Energie) et l'ANARE, met en lumière les limites du cadre institutionnel de 1998. De plus, la structure chargée de la réalisation des investissements (la SOPIE) n'a pas la maîtrise des ressources financières et celle qui est chargée de la gestion des ressources financières (la SOGEPE) ne dispose pas des capacités techniques pour apprécier l'opportunité des investissements. Toutes ces difficultés justifient en partie la restructuration en cours du secteur électrique avec la création d'Énergies de Côte d'Ivoire (Ci-Energies) par le décret n° 2011-472du 21 décembre 2011. Cette nouvelle Société d'Etat cumule les rôles joués par les défuntées SOGEPE et SOPIE. Toutefois, une définition claire et exclusive des attributions entre les structures ainsi que leur application effective restent des éléments clés pour l'amélioration du cadre institutionnel du secteur.

L'ANARE, par exemple, ne dispose pas de moyens nécessaires pour jouer pleinement son rôle de régulateur. Bien que présumée indépendante, l'ANARE ne l'est pas en réalité. Son statut juridique (société d'État) la place de facto sous la tutelle du Ministère des Mines, du Pétrole et de l'Énergie. Dans cette situation, il n'est pas aisé pour la structure de développer une culture d'indépendance malgré les cadres compétents dont elle regorge. Le Directeur Général de l'Agence est nommé et révoqué discrétionnairement par un Conseil d'Administration qui est lui-même constitué de membres désignés par l'État.

Au-delà de ces insuffisances, une faiblesse majeure demeure ; il s'agit de l'insuffisance du cadre institutionnel qui n'a encouragé que les producteurs indépendants dont la source principale de production d'électricité est le gaz naturel. Il est clair que cela justifie la production importante de l'électricité d'origine thermique relativement à celle d'origine hydraulique. La situation financière du secteur et même de l'État, la nécessité urgente de satisfaire une demande de plus en plus croissante et la faiblesse des coûts fixes de

production par le thermique relativement à l'hydraulique, ont contribué à encourager la production d'origine thermique au détriment de l'hydro-électricité. En effet, la construction d'un barrage hydraulique requiert de gros moyens financiers et un délai de mise en service relativement long (5 à 7ans) contrairement aux centrales thermiques dont la mise en production est de deux ans ou moins. Outre le coût de construction élevé et du délai de mise en service d'un barrage, un facteur reste déterminant dans la production d'électricité d'origine hydraulique : il s'agit du niveau d'eau, qui est lié au climat. Cependant, la prépondérance du thermique relativement à l'hydraulique risque de ne pas être viable à moyen et long terme face à une demande de plus en croissante. En effet, la satisfaction de la demande requiert une production adéquate d'électricité, ce qui exige l'utilisation à un rythme élevé du gaz naturel alors que cette source d'énergie fossile est épuisable.

3. Analyse de l'offre de l'électricité en Côte d'Ivoire

La production de l'électricité se fait selon deux technologies. Par conséquent, nous étudierons l'offre à travers successivement l'hydroélectricité et le thermique.

3.1 L'hydroélectricité

Nous présenterons les potentialités et les niveaux de production effective de l'électricité d'origine hydraulique de la Côte d'Ivoire tout en évoquant les coûts de production.

3.1.1 Les potentialités

La puissance électrique installée en Côte d'Ivoire est de 1391MW en 2011 contre 1350 MW en 2003 dont 604 MW d'hydraulique et le reste d'origine thermique. Cette puissance installée d'origine hydraulique n'a pas évolué depuis 1983. La production d'hydroélectricité dépend des disponibilités des ressources en eau du pays. En effet, c'est à partir des barrages construits sur les cours d'eau qu'on obtient l'électricité d'origine hydraulique. Dans une centrale hydroélectrique, l'eau est canalisée vers une turbine reliée à un alternateur qui génère de l'électricité. Ainsi, en Côte d'Ivoire six barrages fournissent l'hydroélectricité consommée à savoir Buyo (50%), Taabo (30%), Ayamé 1 et 2 (14%), Kossou (5%) et Fayé (1%) (Voir tableau 3.1). Cette production est assurée par la CIE dans le cadre du contrat de concession qui la lie à l'Etat de Côte d'Ivoire.

Tableau 3.1: La répartition de la production hydroélectrique

Usine	Ayamé I et 1959 et 1965	Kossou	Taabo	Buyo	Fayé	Total
Année	1959 et 1965	1971	1978	1980	1983	
Puissance installée (MW)	50	174	210	165	5	604
Puissance installée (%)	8,28	28,8	34,77	27,32	0,83	100

Source :CIE 2012

Les cours d'eau ivoiriens offrent un potentiel hydroélectrique considérable estimé à 12 TWh par an et présentent une longueur cumulée de plus de 4 000 km. Ces potentialités représentent environ sept fois la production du secteur en 2011 (1773626 MWh) et environ trois fois la consommation électrique nationale de 2010 qui s'élève à 3962 GWh.

Au total, le réseau hydrographique de la Côte d'Ivoire comprend principalement des fleuves, des cours d'eau côtiers et des affluents du fleuve Niger et de la Volta noire.

➤ Les fleuves

La Côte d'Ivoire compte quatre fleuves majeurs que sont :

- le Cavally. C'est un fleuve qui est situé à l'Ouest du pays et est long de 700 km avec un bassin versant de 15 000 km² ;
- le Sassandra est long de 650 km pour un bassin de 75 000 km² et est situé au sud-ouest du pays ;
- le Bandama (Bandama blanc et Bandama rouge) est situé au centre de la Côte d'Ivoire et est d'une longueur de 1 050 km avec un bassin versant total de 97 000 km² ;
- la Comoé d'une longueur de 1 160 km est situé à l'Est et draine un bassin versant de 78 000 km².

➤ Les cours d'eau et affluents

Le pays dispose de petits cours d'eau côtiers dont les plus significatifs sont le Tabou, le San Pedro, le Niouniourou, le Boubo, l'Agnéby, la Mé et le Tanoé. La Côte d'Ivoire dispose également des affluents du Niger notamment le Gbanhala (Kouroukélé), le Baoulé, le Dégou, le Kankéléba et la Bagoué. En plus, le pays compte quelques affluents de la Volta Noire dont une partie du cours principal constitue la frontière Nord-Est entre la Côte d'Ivoire et le Ghana à savoir le Koulda, le Gbanlou, le Gougolo et le Kohodio.

➤ La pluviométrie

Le principal aléa qui affecte la production concerne les apports naturels aux ouvrages. En effet, toute réduction ou augmentation des cours d'eau due à la pluviométrie (précipitations) impacte directement le débit et donc la production des centrales hydrauliques.

La situation géographique de la Côte d'Ivoire lui confère un climat varié, un climat tropical humide au Sud et au Nord un climat tropical sec. Le sud très arrosé avec une pluviométrie de l'ordre de 1 600 à 2 200 mm de pluie est caractérisé par deux saisons humides (une longue et l'autre courte) entrecoupées de deux saisons sèches. Plus on se déplace vers le Nord, plus le climat devient aride donnant alors lieu à deux saisons (une saison sèche et une saison pluvieuse). Les précipitations dans cette zone Nord tournent autour de 1 000 à 1200 mm/an.

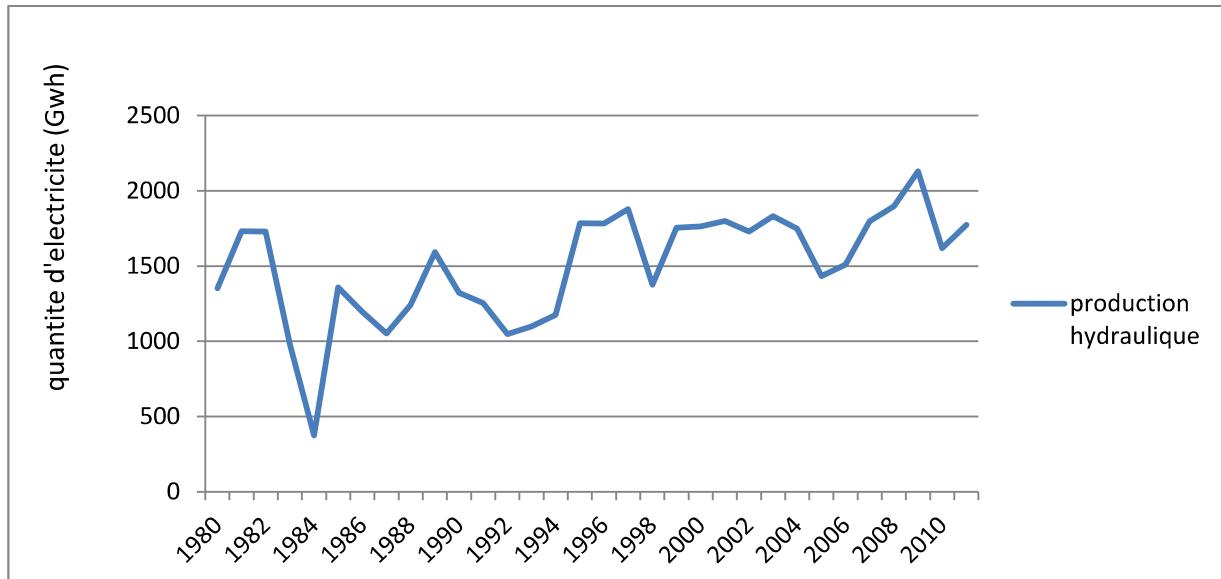
Bien que la Côte d'Ivoire soit traditionnellement un pays très humide, elle a connu une baisse si importante de la pluviométrie au cours de ces dernières décennies (effet des changements climatiques) que cela affecte les quantités d'eau au niveau des barrages hydroélectriques.

3.1.2 La production et les coûts de production de l'hydroélectricité

La production de l'hydroélectricité réalisée par les six barrages cités plus haut est en moyenne de 1700 Gwh par an sur la période 2001 à 2007 avec une légère baisse même si la tendance globale est à la hausse depuis 1984 (voir graphique 3.1). La production de ce volume a nécessité la mise en œuvre d'un certain nombre de moyens qui génèrent des coûts (construction du barrage, achat de turbines, d'alternateurs et d'autres équipements). En général, plusieurs études montrent que l'hydroélectricité coûte moins cher que le thermique sur le long terme. Cependant, sa mise en œuvre est difficile du fait du niveau extrêmement élevé des coûts fixes (qui représentent 75% du coût du KWh) même si les charges d'exploitation sont faibles (25% du coût du KWh). Bien que nécessitant un coût d'investissement élevé, la production d'une centrale hydraulique est rentable à long terme dans la mesure où la durée de vie des aménagements est très longue de l'ordre de 40 à 50 ans. Du fait de cette longévité qui peut même être doublée (80 à 100 ans avec une remise à niveau des installations), les investissements peuvent être largement amortis et les coûts de

production n'intègrent plus que les coûts d'exploitation. Selon l'AIE, le coût d'investissement pour l'hydroélectricité est compris entre 1900 et 2600 \$/Kw (environ 950000 Fcfa/Kw à 1300000 Fcfa/Kw) pour la grande hydraulique. Cependant, le coût moyen de production du KWh est environ 0,022 € (14 Fcfa) selon EDF. L'hydroélectricité présente ainsi un avantage certain en matière de coût de production.

Graphique 3.1 : Evolution de la production d'origine hydraulique (en GWh) entre 1980 et 2010



Source: Auteurs à partir des statistiques de la CIE 2012

3.2 Le thermique

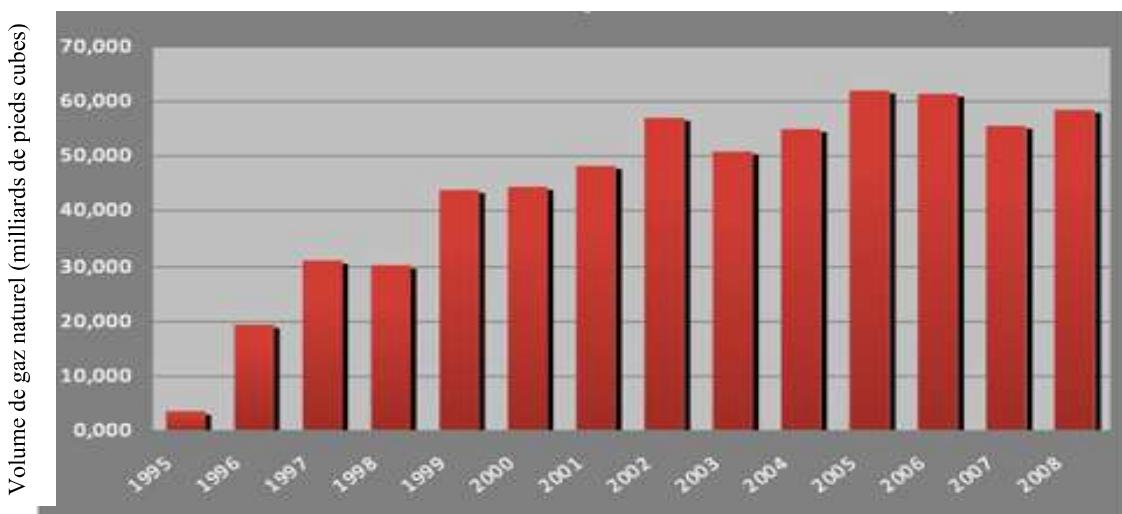
Nous présenterons les potentialités et la production effective de l'électricité d'origine thermique de la Côte d'Ivoire tout en soulignant les coûts de production.

3.2.1 Les potentialités

Le gaz naturel demeure le principal combustible utilisé dans la production de l'électricité en Côte d'Ivoire ; Cela signifie que la capacité de production d'énergie électrique d'origine thermique est tributaire des disponibilités du pays en gaz naturel. En effet, les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à 1436 milliards de pieds cubes en 2006 correspondant à 22 ans d'exploitation pour la production d'électricité à raison d'une consommation moyenne du gaz naturel de 175 Millions de pieds cubes par jour.

Trois opérateurs à savoir DEVON (AFREN), FOXTROT et CNR ont assuré l'approvisionnement du secteur ivoirien de l'électricité en gaz naturel au cours de l'exercice 2005. Pendant cette période, la quantité totale fournie est évaluée à 46 680 millions de pieds cubes (soit une moyenne de 128 millions de pieds cubes par jour (Mpcj)), et répartie comme suit: 57% par Foxtrot, 38% par Devon et 5% par CNR. Cette production est rendue possible grâce à l'existence d'un marché national de gaz constitué essentiellement par le secteur électrique (environ 92%), la raffinerie SIR et Petroci(8%). Toutefois, depuis 1999, les besoins du secteur en gaz naturel ne font qu'augmenter (estimée à 140 Mpcj en 2006 pour une capacité de base de 203 Mpcj) face à une capacité d'offre restée quasi-statique depuis 2002 (voir figure 3.2) suscitant de sérieuses inquiétudes par rapport à la fourniture de l'électricité nécessaire à la satisfaction de la demande.

F 3.2 : Evolution de la production de gaz naturel (milliards de pieds cubes) en Côte d'Ivoire de 1995-2008



Source: Ministère des mines, du pétrole et de l'énergie, statistiques 1995-2008

3.2.2 La production et les coûts de production du thermique

La production d'électricité d'origine thermique (produite essentiellement à partir du gaz naturel) est réalisée principalement par des producteurs tels que la CIPREL pour la centrale thermique de Vridi, AZITO Energie pour la centrale thermique d'Azito et un nouvel opérateur

britannique AGGREKO⁴ (depuis 2010) pour la fourniture temporaire d'électricité (voir tableau 3.2).

Tableau 3.2: puissance installée de chaque centrale thermique

Centrale	Vridi I gaz (CIE)	Vridi II gaz (CIPREL)	AZITO	AGGREKO	Total
Puissance installée (MW)	100	321	296	70	787

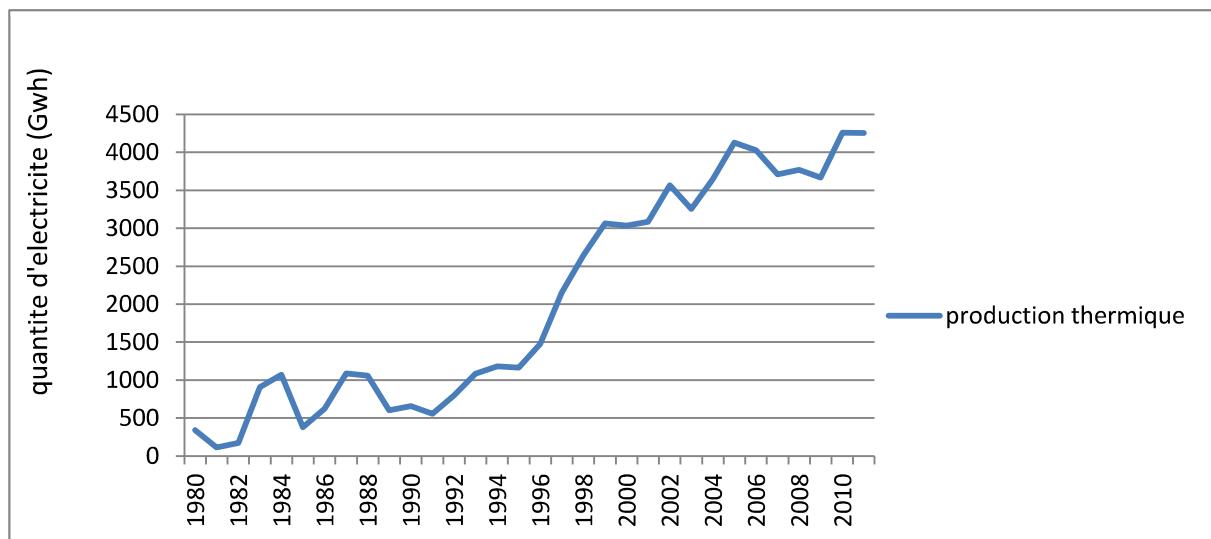
Source: Auteurs à partir des statistiques de la CIE 2012

Cependant, la CIE qui exploite exclusivement les centrales hydrauliques exploite également la centrale thermique de Vridi I. La production d'origine thermique est en très forte hausse depuis 1997 avec une croissance globale de plus de 30% entre 2001 et 2007 puis un repli entre 2007 et 2009, suivi d'une reprise (voir graphique 3.3 page 17). Cette hausse s'explique par la libéralisation du secteur avec l'entrée en production des deux opérateurs indépendants (Ciprel et Azito energie) en 1997 et 1999 respectivement bien que les contrats aient été signés deux à trois ans plus tôt. Ces producteurs indépendants d'électricité sont liés à l'Etat par la clause «take or pay» sur les quantités d'électricité qu'ils produisent et sont gratuitement fournis par l'Etat en combustibles gazeux et liquides nécessaires à leur production. Les coûts de production du thermique se décomposent en coûts fixes relativement faibles et en coûts variables qui sont très élevés. Ces derniers sont positivement corrélés aux coûts du gaz naturel qui ont une tendance à la hausse depuis 1999 comme le montre le graphique 3.4. En effet, le coût relativement élevé du gaz naturel est essentiellement imputable à son mode de tarification qui se caractérise par l'indexation de son prix sur le WTI⁵. Par exemple, on a observé au 1^{er} trimestre 2009 une hausse de 22,08% du coût de production de l'électricité par rapport à son niveau de 2008 à la même période due au renchérissement de 27,70% du coût du combustible (le gaz naturel).

⁴ La société britannique Aggreko vient d'ouvrir sa filiale Aggreko-Côte d'Ivoire en signant un contrat avec l'Etat de Côte d'Ivoire portant sur la fourniture d'une centrale temporaire d'une puissance de 70 MW sur le site de Vridi Canal à Abidjan en Côte d'Ivoire. Ce contrat a été prolongé depuis janvier 2012 jusqu'en 2014.

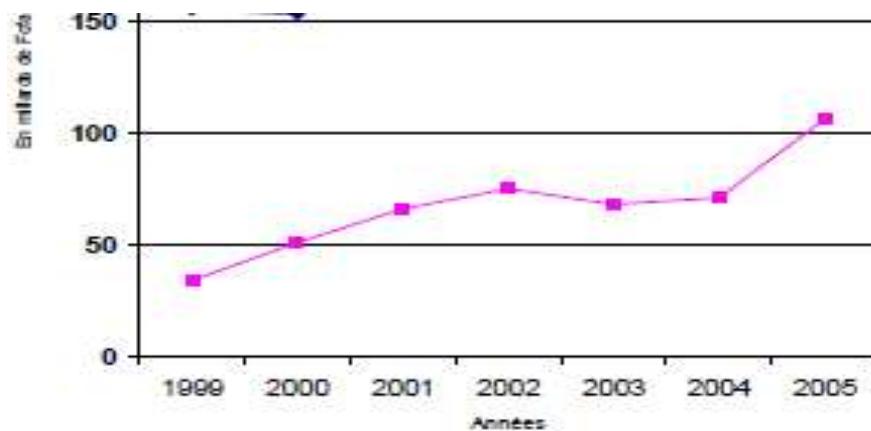
⁵ Le West Texas Intermediate (WTI) est un type de pétrole brut utilisé comme standard dans la fixation du prix du brut. Plus léger que le Brent, le prix du baril de WTI est traditionnellement environ 1 dollar plus élevé que celui du baril de Brent.

Graphique 3.3 : Evolution de la production d'électricité d'origine thermique (en GWh) de 1980 à 2010



Source: Auteurs à partir des statistiques CIE 2012

Graphique 3.4: Evolution du coût du gaz naturel (WTI)



Source : CIE rapport d'activités 2005

4. Analyse de la demande

Le secteur de l'électricité, à l'instar de tout marché, est caractérisé par une offre et une demande. La demande peut prendre différentes significations. Elle peut désigner une demande effective ou une demande potentielle. La demande effective comprend l'ensemble des usagers bénéficiant effectivement de l'électricité. Elle est évaluée à partir de la consommation nationale d'énergie et de la demande émanant des pays voisins. La demande potentielle est celle qui pourrait avoir accès à cette source d'énergie mais n'en bénéficie pas pour certaines raisons notamment d'ordre économique.

Au-delà de cette distinction entre demande effective et demande potentielle, il convient de faire la différence entre un consommateur d'électricité et un abonné. En effet, il existe parmi les consommateurs, des ménages non abonnés car non reconnus parce qu'ils n'ont souscrit à aucune puissance à la CIE. Ils constituent les consommateurs illégaux. A la différence, un abonné est un consommateur légal. Il ressort de cette précision qu'un abonné est un consommateur mais un consommateur n'est pas forcément un abonné. Cette nuance est importante car elle peut permettre d'identifier la source de l'augmentation de la consommation afin de mettre en place des politiques efficaces de gestion de l'offre et la demande d'électricité. En réalité, un accroissement de la consommation peut être lié aux abonnés, aux consommateurs illégaux et à la demande extérieure.

En outre il est important de faire remarquer que la demande, dans le secteur de l'électricité, est contrainte par l'offre. En effet, le niveau de consommation est déterminé par la quantité d'énergie disponible de sorte que, toutes les fois qu'il y a eu une augmentation des capacités de production cela a été suivi d'un accroissement du nombre d'abonnés et de la consommation d'énergie électrique.

Dans cette partie, nous analysons la demande à travers la consommation d'énergie électrique et le nombre d'abonnés respectivement.

4.1 Évolution de la consommation d'électricité

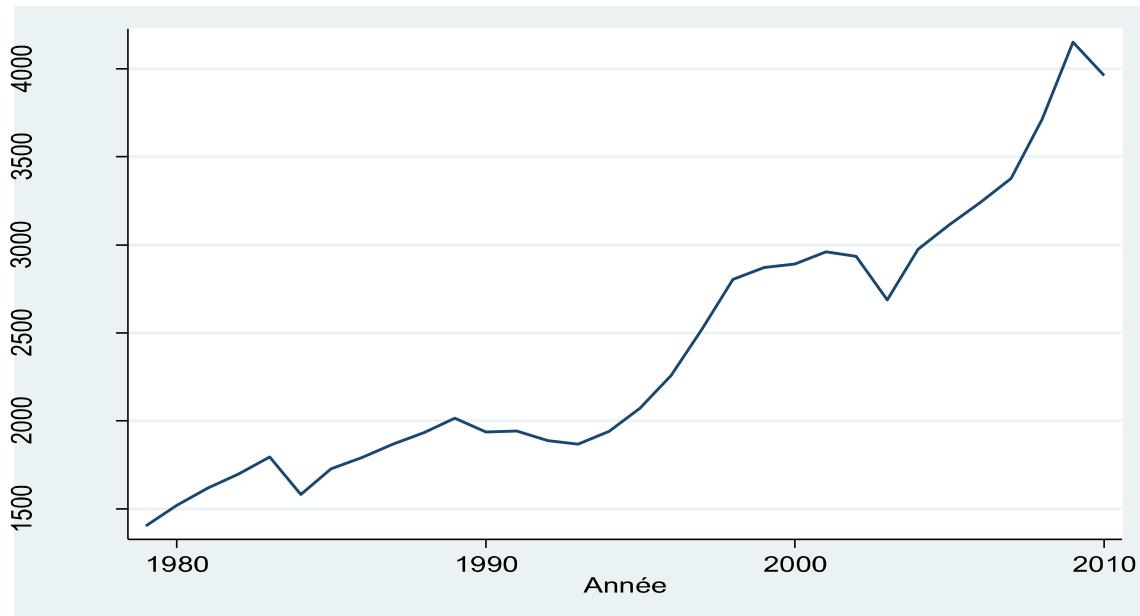
La consommation nationale d'électricité sur la période 1979-1990 a connu une croissance régulière freinée en 1983 par la grande sécheresse qu'a connue le pays (voir le graphique 4.1 de la page 20). Avec les investissements réalisés par l'EECI, qui ont accru la production, l'on assiste à une reprise de la croissance de la consommation nationale de 1984 à 1989. Celle-ci va connaître une légère baisse sur la période 1989-1990 liée aux difficultés techniques et surtout financières de l'opérateur historique (EECI). En effet, face à une croissance de la demande, les difficultés financières que connaissait l'EECI n'ont pas permis de construire des capacités de production susceptibles de répondre à cette demande. Cette situation explique les raisons ayant conduit les pouvoirs publics à avoir recours aux opérateurs privés.

Avec l'entrée des producteurs indépendants sur le segment de la production, on enregistre un fort taux de croissance de la consommation nationale. En effet, l'électricité étant un bien

non stockable et le pays ayant accru son potentiel de production, la consommation nationale va connaître une forte croissance relativement à la période d'avant le partenariat public-privé (1979-1990). Par exemple sur la période 79-90, le taux de croissance de la consommation nationale est évalué à 38,15% alors qu'il est passé à 75,5% avec l'entrée en production des producteurs indépendants notamment sur la période 1996-2010.

L'analyse du graphique 4.1, sur la période 1991-2010, fait apparaître globalement une croissance continue de la consommation nationale d'électricité même si par moments des phases descendantes se sont suivies de phases ascendantes. Cette croissance continue montre qu'une politique d'offre adéquate soit élaborée pour satisfaire continuellement la demande. Ce rythme de croissance de la consommation exerce forcément une forte pression sur les capacités de production mais également contribue à pousser à utiliser les facteurs de production notamment le gaz naturel à un rythme accéléré, ce qui, à moyen et long terme, risque d'avoir un impact négatif sur l'adéquation entre l'offre et la demande. En effet, si la production de gaz disponible destinée à produire de l'électricité s'épuise, l'offre d'électricité s'en trouvera restreinte et la demande fortement contrainte. Cette situation va causer des désagréments aux usagers (ménages, industries,...) et par voie de conséquence à l'économie nationale si rien n'est fait.

Graphique 4.1 : Évolution de la consommation nationale (en GWh) d'électricité de 1979 à 2010



Source: Auteurs

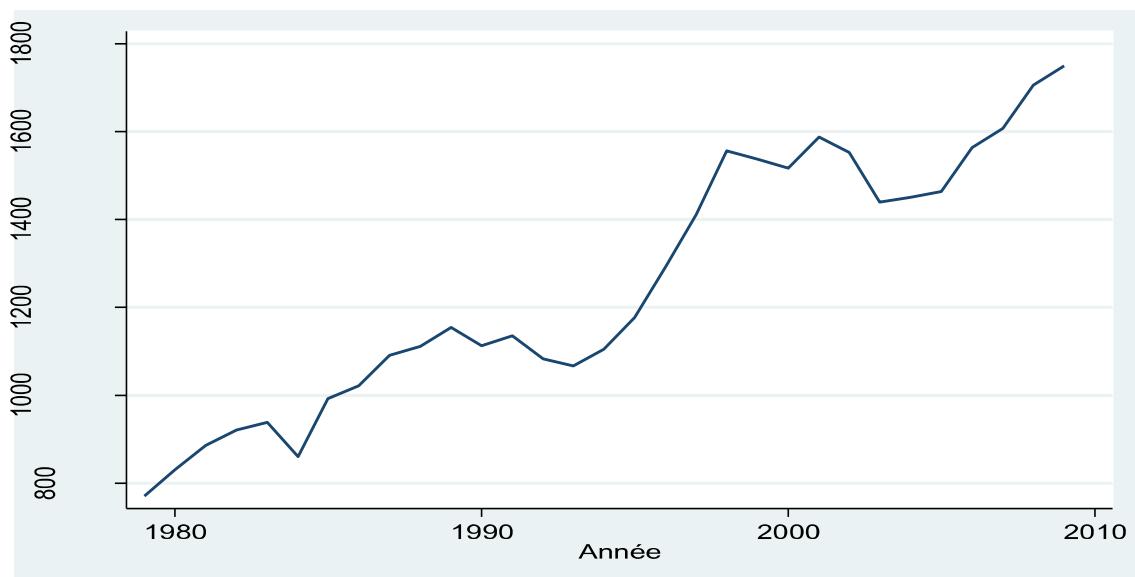
La consommation nationale est composée des consommations des abonnés basse tension et des abonnés moyenne et haute tension (les industries).

L'analyse du graphique 4.2 montre une consommation des abonnés haute tension/moyenne tension globalement continuellement en hausse.

La mise en relation de ces deux types de consommation laisse apparaître au graphique 4.3 que depuis 1979 jusqu'à 2003, la consommation des abonnés haute tension / moyenne tension est plus élevée que celle des abonnés basse tension bien que ces derniers soient, en terme absolu, plus nombreux que les premiers cités. Cependant, à partir de 2004, on va assister à un phénomène contraire marqué par une consommation plus élevée des abonnés basse tension relativement aux abonnés haute tension/ moyenne tension ; cela peut être lié à la fermeture de certaines entreprises et industries à la suite des différentes crises qu'a connues le pays.

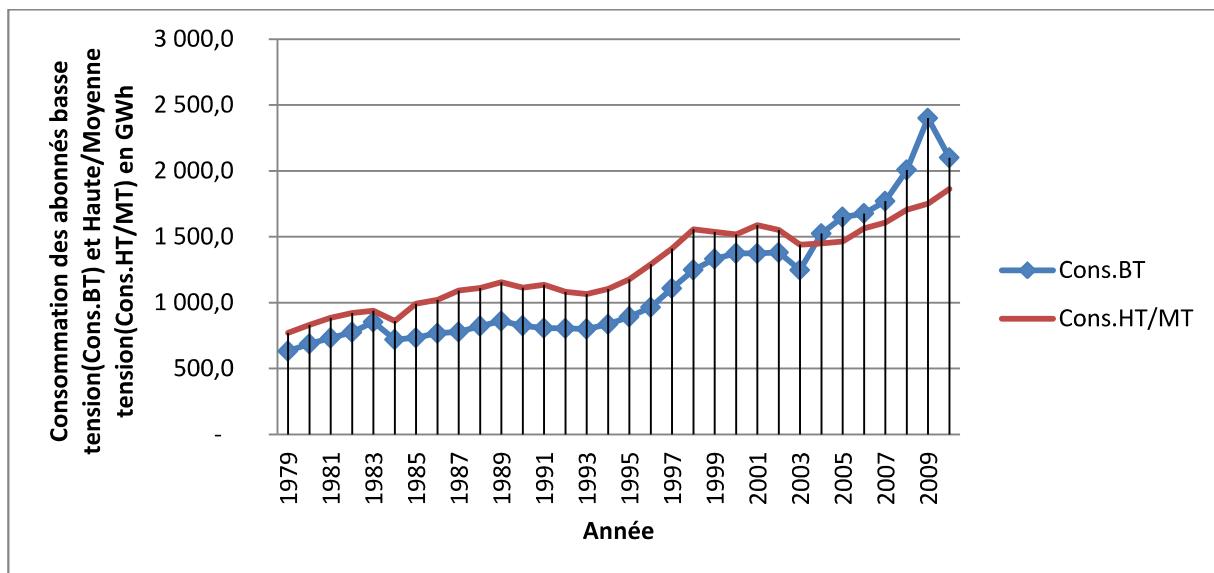
Malgré cette nouvelle tendance, force est de reconnaître que les abonnés haute tension/moyenne tension restent les plus gros consommateurs d'énergie électrique relativement aux abonnés basse tension avec une consommation moyenne d'énergie qui s'établit à 1267,38 GWh contre 1140,57 GWh pour les usagers basse tension.

Graphique 4.2: Evolution de la consommation d'électricité des abonnés haute/moyenne tension de 1979 à 2010



Source : Auteurs

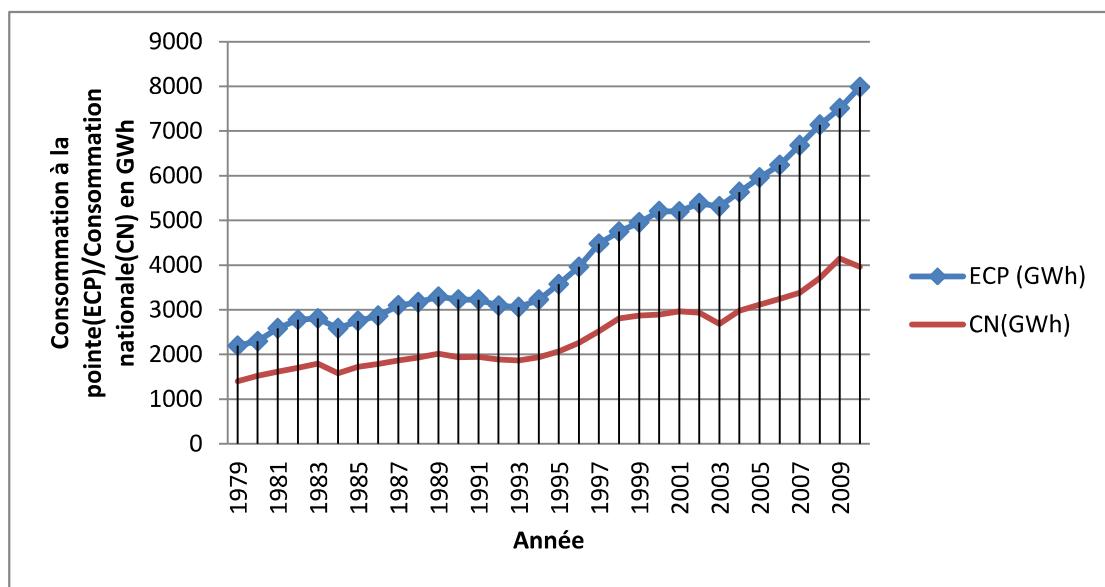
Graphique 4.3 : Evolution de la consommation des abonnés moyenne/haute tension (HT/MT) et basse tension (BT)



Source : Auteurs

L'analyse du graphique 4.4 montre un écart constant entre l'énergie consommée à la pointe et la consommation nationale qui est en fait l'énergie effectivement consommée de 1979 à 1998. Cependant, de 1999 à 2009 on a un gap relativement important avec l'accroissement des capacités de production. Il n'en demeure pas moins que des risques d'atteinte de cette pointe existent vu la forte demande d'électricité.

Graphique 4.4 : Évolution de la consommation nationale d'électricité (CN) et de l'énergie consommée à la pointe (ECP)



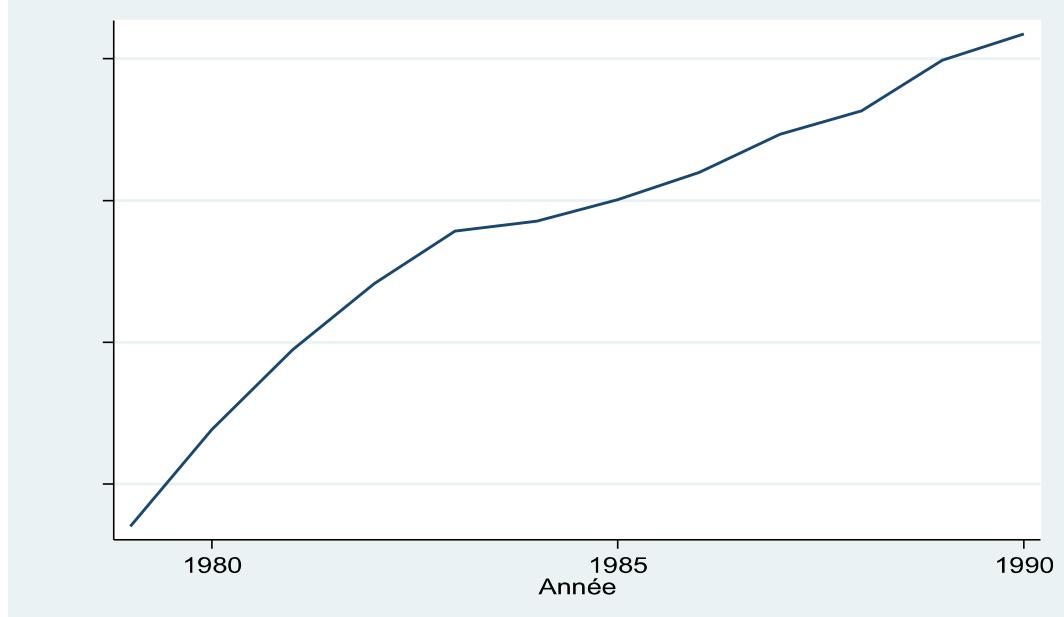
Sou

rce: Auteurs

4.2 : Évolution du nombre d'abonnés

L'analyse de l'évolution du nombre d'abonnés se fera en considérant deux grandes périodes. Il s'agit de la période avant et après le partenariat public-privé. L'ensemble des graphiques 4.5 à 4.9 rendent compte de ces évolutions.

Graphique 4.5 : Évolution du nombre d'abonnés basse tension avant le partenariat public-privé de 1979 à 1990



Source: Auteurs

Avant le partenariat public-privé c'est-à-dire de 1979 à 1990, l'évolution du nombre d'abonnés basse tension (BT) a connu trois phases (voir le graphique 4.5) traduisant chacune la situation de l'offre d'électricité. Dans la première phase qui couvre la période 1979-1983, on assiste à une forte croissance du nombre d'abonnés. Par contre de 1983 à 1985, ce taux de croissance est relativement plus faible que précédemment mais également plus faible que celui de la troisième phase qui couvre la période 1985-1990. Cette situation s'explique par la contrainte imposée par l'offre sur la demande à partir de 1983. En effet, à partir de 1974, le choc pétrolier, marqué par les augmentations des prix des produits pétroliers, a conduit l'EECI à modifier le parc de production en faveur de l'hydraulique ; cela a engendré les aménagements de Taabo sur le fleuve Bandama et celui de Buyo, respectivement réalisés en 1979 et 1980. Dans la même veine a été réalisée la centrale de Vridi d'une puissance de 32 MW, complétée en 1970, par un groupe de même capacité (32 MW) et en 1976 de deux autres groupes de 75 MW chacun. Mais avant 1976, sous l'impulsion des pouvoirs publics, le barrage de Kossou, équipé de trois groupes de 58 MW chacun, a été mis en service en 1972. L'augmentation des capacités de production a engendré un accroissement significatif du

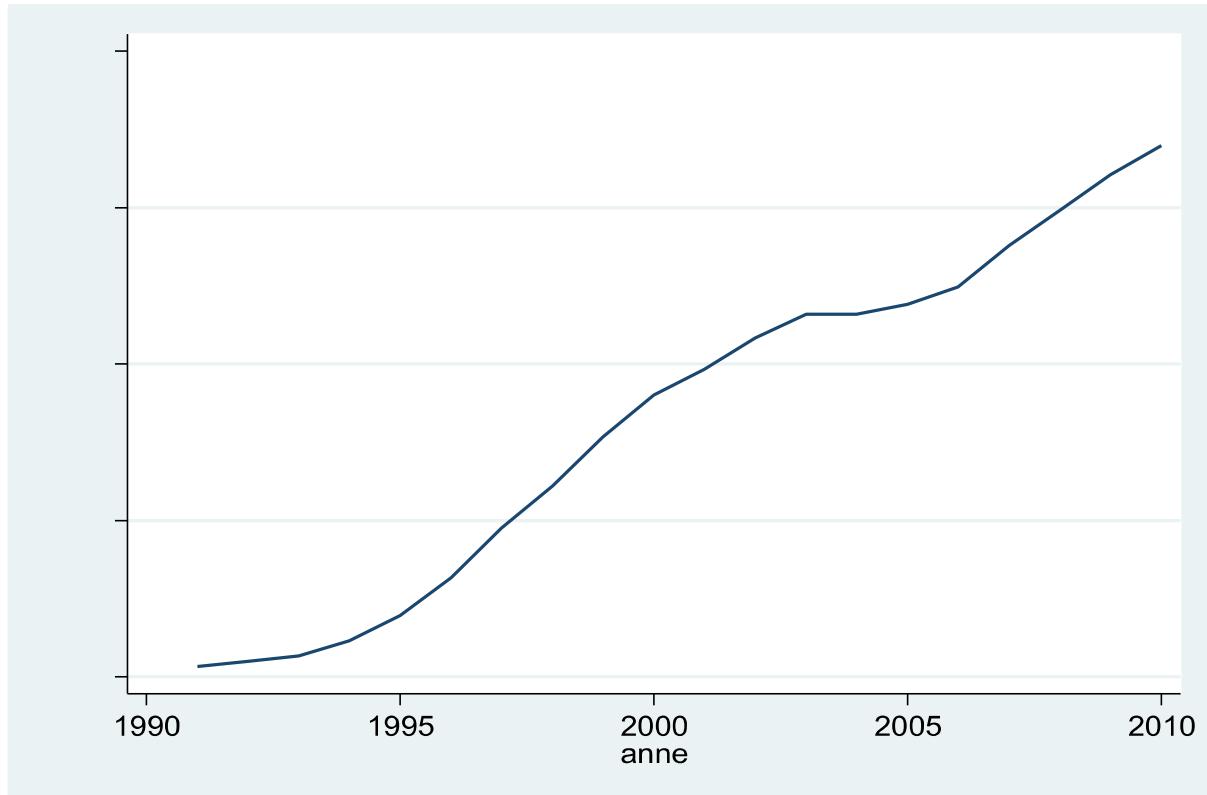
nombre d'abonnés basse tension (BT). Cette configuration fortement en faveur de l'hydraulique va montrer ses limites pendant la grande sécheresse de 1983 en rendant inopérants certains groupes hydrauliques par la réduction de l'offre d'électricité. L'élan de croissance constaté sur la période 79-83 a été freiné par cette réduction de la production d'électricité. Face à cela, un ensemble d'investissements a été réalisé pour corriger ce dysfonctionnement ; l'EECI a donc installé quatre turbines à gaz de 25 MW chacune sur le site de la centrale de Vridi durant le premier trimestre de l'année 1984, ce qui a permis de satisfaire la demande effective et potentielle. Malgré ces efforts, force est de reconnaître que le taux de croissance du nombre d'abonnés de la période 79-83 reste relativement élevé.

La forte augmentation de la demande d'électricité liée au développement économique du pays, met à nu l'insuffisance de l'offre bien que les capacités de production aient été accrues, nécessitant ainsi la réalisation de nouveaux ouvrages.

Avec l'apparition d'opérateurs privés à savoir la CIE en 1990 et les producteurs indépendants CIPREL et AZITO respectivement en 1994 et 1999, le nombre d'abonnés va connaître une hausse remarquable marquée par la forte pente constatée sur la courbe (voir graphique 4.6).

Cette pente est globalement relativement plus relevée que celle obtenue avant le partenariat public-privé.

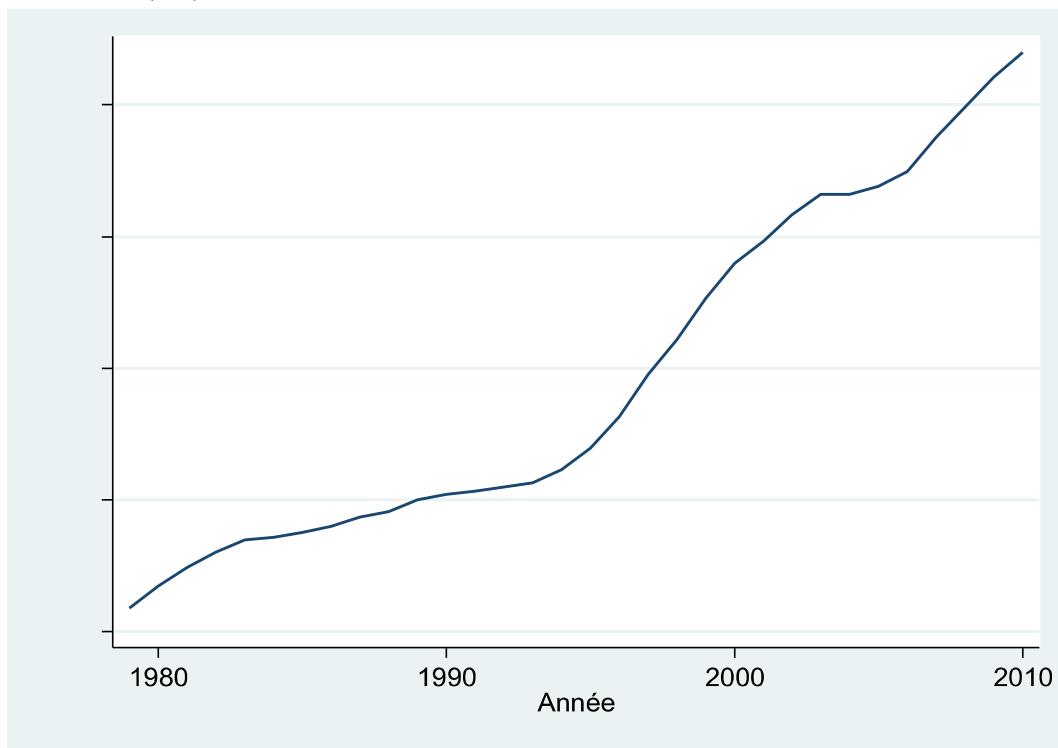
Graphique 4.6 : Évolution du nombre d'abonnés basse tension après le partenariat privé-public



Source : Auteurs

Globalement, le nombre d'abonnés basse tension s'est accru sur la période 1979-2010 comme le montre le graphique 4.7.

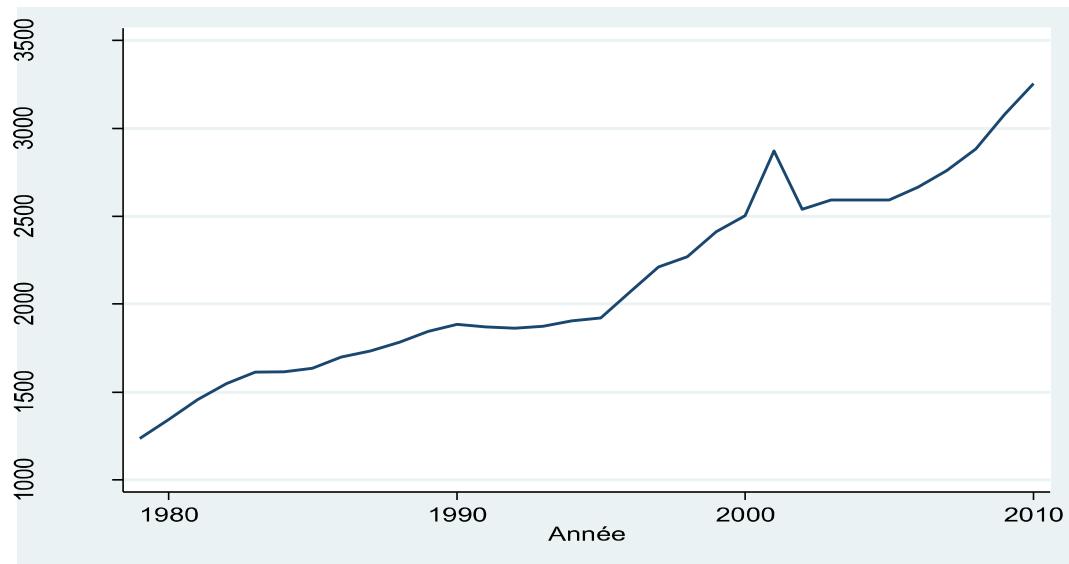
Graphique 4.7 : Évolution du nombre d'abonnés Basse Tension de 1979 à 2010



Source: Auteurs

Comme les abonnés en basse tension, on assiste à une croissance du nombre d'abonnés en moyenne et haute tension de 1979 à 2010.

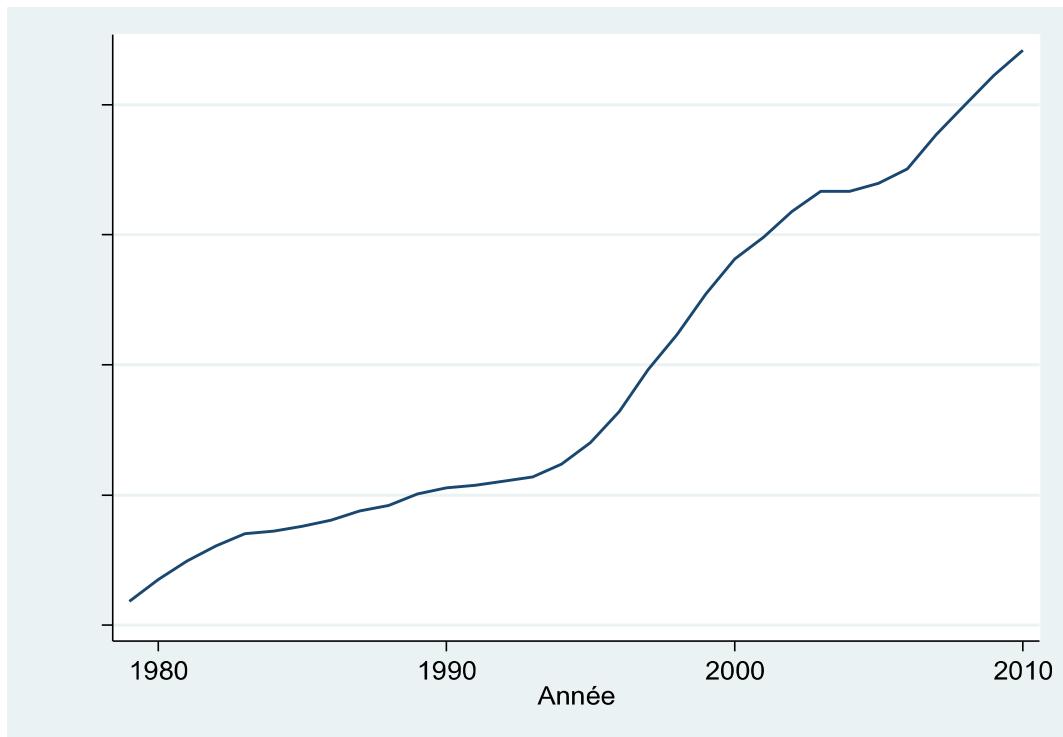
Graphique 4.8 : Évolution du nombre d'abonnés Haute Tension/Moyenne Tension de 1979 à 2010



Source: Auteurs

Il ressort de l'analyse des graphiques 4.7 et 4.8 (sur la période 1979-2010) que, globalement, l'on assiste à une forte croissance de la demande d'électricité marquée par un accroissement continu du nombre d'abonnés basse, moyenne et haute tension comme le montre également le graphique 4.9.

Graphique 4.9 : Évolution du nombre total d'abonnés de 1979 à 2010



Source: Auteurs

Le nombre d'abonnés continuera toutefois de croître, à moins que les capacités de production contraignent la demande exprimée, puisque le taux de croissance annuel moyen se situe autour de 5%.

Bien qu'il soit plus faible sur la période d'avant le partenariat public-privé, le taux de croissance du nombre d'abonnés est globalement élevé. Le rôle essentiel joué par l'électricité dans l'épanouissement des populations et son utilisation sous forme de facteur de production par les entreprises, fait que la demande de connexion augmente à un rythme plus ou moins élevé en fonction des capacités de production notamment du volume de production disponible. C'est ce qui justifie cette croissance continue du nombre d'abonnés.

5. Analyse de l'équilibre du secteur de l'électricité

Cette section met en rapport l'offre et la demande d'électricité dans une perspective critique en relevant respectivement les forces et faiblesses des deux principales sources de production de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire. Elle évoque également les possibilités offertes par les sources alternatives de production d'énergie électrique en particulier les sources renouvelables.

5.1 L'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité

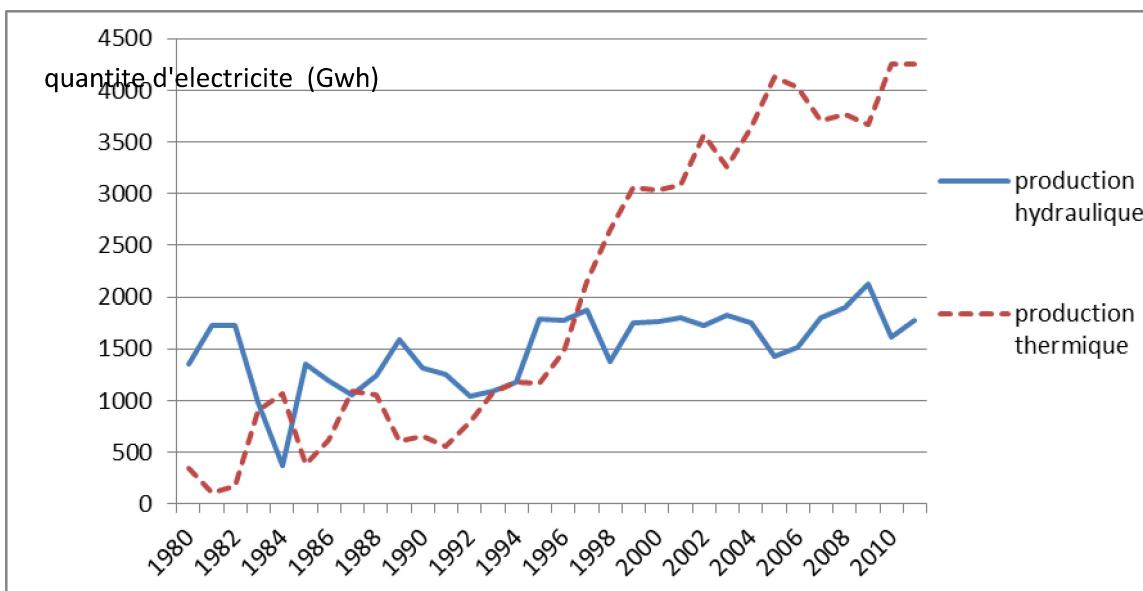
Le parc de production de l'électricité de la Côte d'Ivoire a connu une modification de sa configuration au cours du temps. Jusqu'en 1990, sur une puissance totale installée de 915 MW, 310 MW est d'origine thermique et 604 MW d'origine hydraulique.

Toutefois, depuis 1997, on note un parc de production de l'électricité dominé par le thermique (voir graphique 5.1 page 26). En effet, les découvertes de gisements gaziers après la période 1990 suite à la libéralisation du secteur ont amené le pays à accroître ce parc en faveur de la production d'origine thermique. Cette situation a été favorisée par l'entrée en production des ouvrages des producteurs indépendants (CIPREL, AZITO ENERGIE et tout récemment AGGREKO), par la baisse de la pluviométrie et par le déficit d'entretien des ouvrages de production (hydraulique).

Aussi, sur la période 1994-1998, d'importants investissements ont-ils été réalisés pour la production d'électricité à partir du gaz naturel. Il s'agit des constructions des centrales

d'AZITO Energie et de la CIPREL par les producteurs indépendants avec lesquels l'Etat a signé des contrats de type BOOT avec une clause de type take or pay pour une période de 24 ans et 20 ans respectivement. Ainsi, depuis 1997, la configuration est en faveur du thermique. Par exemple, en 2010, la capacité installée est de 604 MW pour l'hydraulique et de 787 MW pour le thermique. Par ailleurs, la production, qui s'établit à 6027717 Gwh en 2011 (soit une moyenne de 5000 Gwh par an sur les quinze dernières années) est à plus de 70% d'origine thermique.

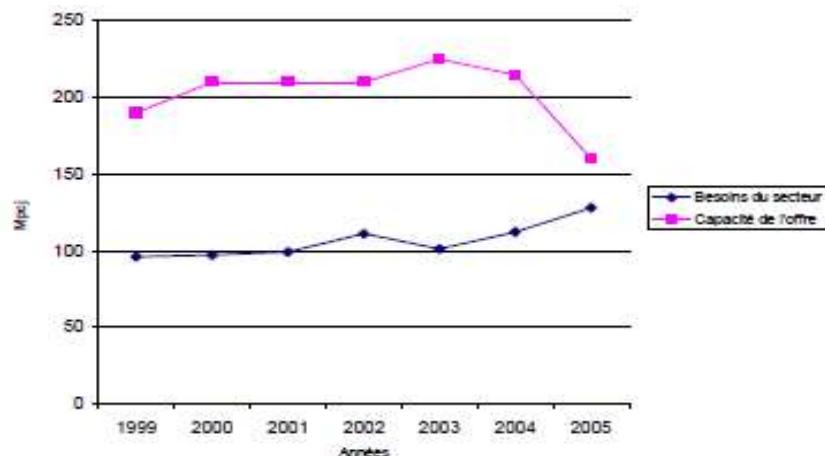
Graphique 5.1: Evolution de la production d'énergie électrique (en GWh) selon les sources



Source : Auteurs à partir des statistiques de la CIE 2012

Cependant, depuis 1999, les besoins du secteur en gaz naturel ne font qu'augmenter face à une capacité d'offre restée statique voire décroissante (voir graphique 5.2) suscitant de sérieuses inquiétudes par rapport à la fourniture de l'électricité nécessaire à la satisfaction de la demande. On note au cours de l'exercice 2004, un fléchissement de la capacité des équipements de production et de fourniture de gaz naturel qui est la principale matière première dans la production du thermique. En effet, les puits de Devon ont atteint leur phase de déplétion. D'une capacité de 120 Mpcj annoncé par cet opérateur en 2000, la capacité de Devon a chuté à 65 Mpcj en décembre 2005.

Graphique 5.2: Evolution des besoins et des capacités d'offre de gaz naturel(en millions de pieds cubes par jours) de 1999 à 2005



Source : CIE statistiques (rapport d'activité 2005)

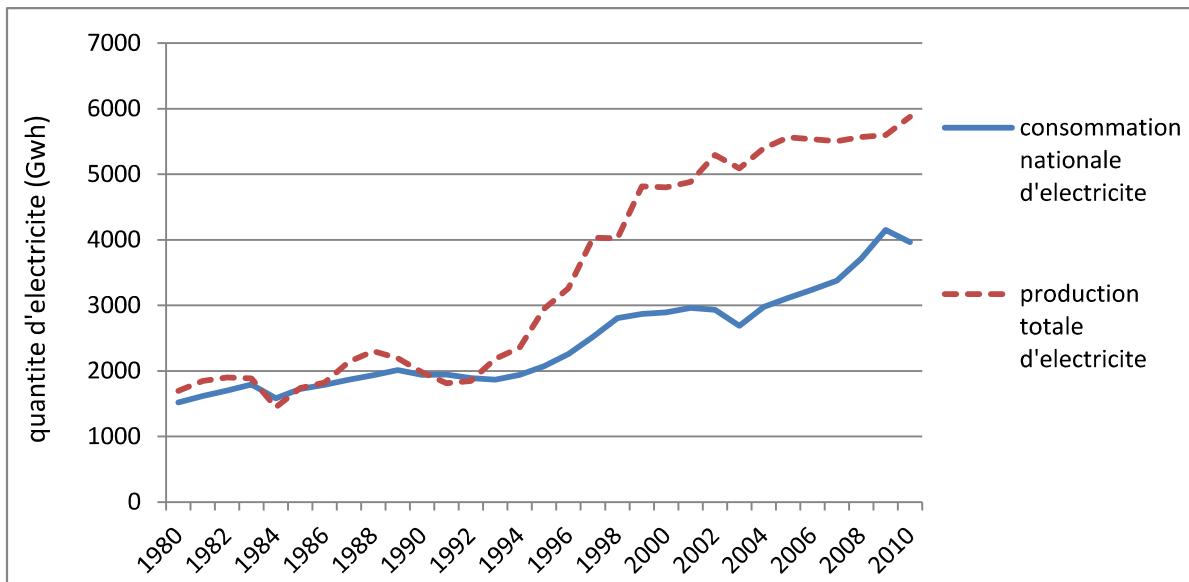
Quant aux gisements de CNR (Canadian Natural Resources) qui sont plutôt orientés vers la production du pétrole, ils ne fournissent que des quantités très limitées de gaz naturel, de l'ordre de 7 Mpcj, à la fin décembre 2005. Par exemple, pour une production attendue de 91Mpcj (comme stipulé dans le contrat) par FOXTROT seulement 72,6 Mpcj sont fournis en moyenne quotidiennement en 2005. Cette situation soulève des questions relatives à la viabilité à long terme de cette configuration compte tenu du coût d'exploitation élevé du thermique.

Au total, cette contrainte associée à la situation financière du pays fait peser de gros risques sur la production future d'électricité dans la mesure où il n'y a pas de ressources pour acheter ni le gaz naturel à l'extérieur ni de financer les infrastructures hydroélectriques. Autrement dit, si rien n'est fait en termes de développement ou de travaux de reconditionnement, de graves problèmes pourraient surgir à l'horizon. Cette situation est même amplifiée par les effets des changements climatiques sur les ressources en eau à cause des sécheresses et des inondations qu'ils entraînent.

Quant à la demande, elle est contrainte par l'offre. En réalité, elle ne cesse de croître à un rythme annuel d'environ 7% l'an (soit 90 MW de puissance à installer par an) exerçant une pression sur l'offre de sorte à créer des délestages⁶ qualifiés de conjoncturels. En effet, en Côte d'Ivoire, bien qu'ils y aient des demandes insatisfaites liées principalement aux problèmes d'extension du réseau, le délestage est un phénomène conjoncturel.

⁶Le délestage consiste à arrêter volontairement l'approvisionnement d'un ou de plusieurs consommateurs pour rétablir rapidement l'équilibre entre la production et la consommation du réseau.

Graphique 5.3 : Evolution (en GWh) de l'offre et de la demande d'électricité



Source : Auteurs à partir des statistiques de la CIE 2012

L'écart positif entre l'offre et la demande (graphique 5.3) c'est à dire l'excédent de l'offre est vendu à l'extérieur compte tenu du caractère non stockable de l'électricité. Cette situation ne traduit pas une satisfaction de la demande locale d'électricité mais révèle plutôt les difficultés d'extension du réseau local dans la mesure où le taux d'électrification n'est qu'en moyenne de 30%.

5.2 Comparaison des coûts de production

Le principal critère de choix entre les centrales thermiques à gaz naturel et les centrales hydrauliques est le coût de production du kWh car les ressources économiques (capital, travail qualifié) dont dispose une société sont rares et doivent être utilisées de la façon la plus efficiente. Les coûts sont constitués de coûts fixes et de coûts variables. Pendant que les coûts fixes de production hydroélectriques sont élevés ceux liés à la production thermique sont faibles. Par contre, les charges variables sont largement plus élevées pour le thermique que pour l'hydraulique (voir le tableau 5.1).

Par exemple, la prépondérance du thermique a un impact important sur la facture énergétique et limite les possibilités de croissance face à une demande en forte progression. En effet, selon l'AIE, la production thermique coûte environ 3,2 fois plus cher que l'hydraulique. Mais le calcul du coût d'un kWh hydroélectrique n'est pas simple.

Tableau 5.1: comparaison des coûts des diverses sources d'énergie électrique

Source de production	hydraulique	thermique
Type de coût		
Coûts fixes	élevés	faibles
Coûts variables	faibles	élevés
Coûts environnementaux	faibles	élevés

Source : Auteurs

Par ailleurs, en Côte d'Ivoire, la structure et le niveau des tarifs de l'électricité sont fixés par le Gouvernement par arrêté interministériel ; ce qui est déconnecté de la réalité économique et conduit à des déficits et au déséquilibre du secteur électrique dans la mesure où les prix ne jouent pas leur rôle fondamental dans l'allocation des ressources, c'est-à-dire de régulateur.

5.3 Les autres alternatives: les énergies renouvelables

Les énergies renouvelables se prêtent à l'électrification décentralisée, quand on sait que ce sont seulement 2000 localités environ sur 8000 qui sont électrifiées en Côte d'Ivoire. Avec les énergies renouvelables, c'est l'électricité au plan local, la fin de l'exode rural et la lutte contre la pauvreté. De par sa situation, la Côte d'Ivoire bénéficie d'un ensoleillement important évalué entre 4 et 5 kWh/m²/jour. Si la faiblesse des installations actuelles ne permet pas de dépasser une puissance fournie de 250 kW, un développement du secteur pourrait largement bénéficier au secteur rural notamment, dans des domaines tels que le photovoltaïque de pompage ou le séchage de produits agricoles grâce au solaire thermique. Il faut souligner que la plupart des projets pilotes ont eu lieu dans le Nord Ouest du pays puisqu'ils ont été interrompus depuis la crise militaro-politique de 2002.

Par contre, la capacité de production de l'énergie éolienne est insuffisante pour permettre une exploitation à une échelle significative avec des vents inférieurs à 5 m/s, même si de nouvelles études sont programmées pour déterminer le potentiel dans des régions non encore explorées.

L'hydroélectricité est une des options à la fois renouvelable et économique. Les centrales hydrauliques sont essentielles à la sûreté du système électrique de par leurs performances spécifiques à savoir la rapidité de couplage et la capacité à monter rapidement en charge.

Conclusion

Au terme de notre étude, il ressort que la configuration actuelle du parc de production à dominante thermique est fragile dans la mesure où elle présente des caractéristiques de précarité. En d'autres termes, le thermique n'est pas viable sur le plan économique et environnemental à moyen et à long terme.

Toutefois, compte tenu des effets néfastes des changements climatiques en termes de sécheresse ou d'inondations sur la production hydraulique, une configuration exclusivement hydroélectrique n'est pas souhaitable.

Dès lors, une configuration légèrement dominée par les sources renouvelables est à rechercher. En effet, le potentiel hydraulique et photovoltaïque du pays devrait être exploité. Même si leur réalisation est coûteuse en investissement initial, leur exploitation est économique à long terme surtout pour une taille de marché à la dimension de celle de l'Afrique de l'Ouest. Cela permettrait de réaliser des économies d'échelle et réduire le délai de récupération des investissements. En outre, leur nature renouvelable fait d'elles des énergies d'avenir ou des énergies vertes dans un contexte d'économie verte.

Pour permettre au secteur d'atteindre une certaine configuration du parc de production d'électricité soutenable un certain nombre de recommandations doivent être faites. Ces mesures doivent premièrement assurer la sécurité d'approvisionnement car la garantie de la continuité de la fourniture en électricité est nécessaire à la bonne marche de l'économie. Cela exige la diversification des sources d'énergies et renforce inéluctablement l'indépendance en énergie. Cependant, le choix des filières de production pour combler l'insuffisance de l'offre face à une demande croissante doit conjuguer croissance énergétique et objectifs environnementaux.

La prise en compte de toutes ces préoccupations conduit à formuler les recommandations ci-dessous qui concernent à la fois le cadre réglementaire et technique. Il s'agit de:

- développer les moyens de production additionnels en l'occurrence la réalisation du cycle combiné de la centrale d'Azito pour tenir compte à la fois du coût élevé du gaz naturel et de l'épuisement des réserves de gaz naturel ;
- poursuivre la réalisation de barrages hydroélectriques en l'occurrence celui de Soubré ;
- appliquer effectivement la loi de 1985 en faisant jouer réellement la concurrence sur le segment de la production dans la mesure où un même actionnaire est présent dans le capital des trois entreprises du secteur ;
- encourager l'exploration et l'exploitation du potentiel solaire en allégeant la fiscalité sur l'importation du matériel photovoltaïque ;
- promouvoir la bioénergie c'est-à-dire la production d'électricité à partir du biogaz en utilisant les déchets domestiques (ordures ménagères). Ce procédé permettra non seulement de valoriser les ordures mais surtout de préserver l'environnement.

Toutefois, il serait bon que des études ultérieures cherchent à déterminer précisément à partir d'une modélisation appropriée, la configuration optimale du parc de production de l'électricité en Côte d'Ivoire en vue d'un équilibre durable.

Références Bibliographiques

- A.I.E** (2002), "Key Energy Statistics", Agence Internationale de l'Energie, Paris, France.
- Akinlo, A.E.** (2009), Electricity consumption and economic growth in Nigeria: evidence from cointegration and co-feature analysis. *Journal of Policy Modeling* 31, 681–693.
- Amouroux, J., M., M.** (2004), Economie de l'hydroélectricité, site internet :
http://www.hydro21.org/div_media/pdf/pdf_economie_fr.pdf visité le 24 mars 2012.
- Bushnell J.** (2003), A mixed complementarity model of hydrothermal electricity competition in the western United States. *Operations Research*, 51(1):80–93.
- Bushnell J. et J. Ishii** (2006), Equilibrium model of investment in restructured electricity markets. Miméo.
- Crampes, C. et M. Moreaux** (2001), Water resource and power generation. *International Journal of Industrial Organization*, 19(6):975–997.
- Esso,L., J.** (2010), Threshold cointegration and causality relationship between energy use and growth in seven African countries, *Energy Economics* 32 (2010) 1383–1391
- Fall, A.** (2004), "Accès à l'énergie et lutte contre la pauvreté: Situation actuelle et perspectives", Séminaire International, Ouagadougou, Burkina Faso.
- Garcia A. and E.Stacchetti** (2008), Investment dynamics in electricity markets. Mimeo
- Garcia A. and J.,Shen** (2007), Equilibrium capacity expansion under stochastic demand growth. University of Virginia.
- Keho, Y.** (2007) Causal relationship between energy consumption and GDP: an empirical analysis for five West African countries. *Journal of Energy and Development* XXXIII, 23–32.
- Murphy, F. H. and Y. Smeers** (2005), Generation capacity expansion in imperfectly competitive restructured electricity markets. *Operations Research*, 53(4):646–661.
- Scott,T., J. et E., G., Read** (1996), Modelling hydro reservoir operation in a deregulated electricity market. *International Transactions in Operational Research*, 3(3/4):243–53.

Sharma A. (2010), Hydro Power Vs Thermal Power: A Comparative Cost-Benefit Analysis, *International Journal of Arts and Sciences*.

TAK, H., G., V., D. (1966), The Economic-choice between Hydroelectric and Thermal power developments, World Bank Staff occasional papers number one International Bank, The Johns Hopkins Press

Talat,S., G., et H.,Thille (2008), Dynamic Competition in Electricity Markets: Hydropower and Thermal Generation. Mimeo.

Wolde-Rufael, Y. (2009), Energy demand and economic growth: the experience of African countries revisited. *Energy Economics* 31, 217–224.