



TOGETHER
for a sustainable future

OCCASION

This publication has been made available to the public on the occasion of the 50th anniversary of the United Nations Industrial Development Organisation.



TOGETHER
for a sustainable future

DISCLAIMER

This document has been produced without formal United Nations editing. The designations employed and the presentation of the material in this document do not imply the expression of any opinion whatsoever on the part of the Secretariat of the United Nations Industrial Development Organization (UNIDO) concerning the legal status of any country, territory, city or area or of its authorities, or concerning the delimitation of its frontiers or boundaries, or its economic system or degree of development. Designations such as “developed”, “industrialized” and “developing” are intended for statistical convenience and do not necessarily express a judgment about the stage reached by a particular country or area in the development process. Mention of firm names or commercial products does not constitute an endorsement by UNIDO.

FAIR USE POLICY

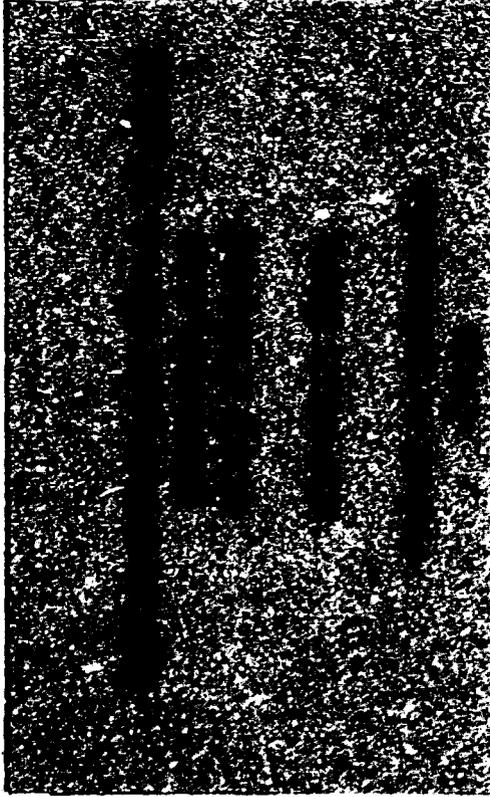
Any part of this publication may be quoted and referenced for educational and research purposes without additional permission from UNIDO. However, those who make use of quoting and referencing this publication are requested to follow the Fair Use Policy of giving due credit to UNIDO.

CONTACT

Please contact publications@unido.org for further information concerning UNIDO publications.

For more information about UNIDO, please visit us at www.unido.org

18822



SEMA  **IGROUP**

Place du Champ de Mars 5 - Bte 40 - 1050 Bruxelles / Marsveldplein 5 - Bus 40 - 1050 Brussel
Tel : 32 2/ena 52 11 - Telfax: 23709 SEMACP B - Telfax: 32 2/512 14 99

**DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE
PETROLE-GAZ
COTE D'IVOIRE**

RAPPORT FINAL

**PROJET No SI/IVC/89/803
ONU DI**

DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE PETROLE-GAZ, COTE D'IVOIRE

PREMIERE PARTIE : CHOIX D'UNE STRATEGIE POUR LA FILIERE

● INTRODUCTION	1
● RESUME ET CONCLUSIONS	3
I. <u>IDENTIFICATION DES OBJECTIFS DE LA FILIERE</u>	7
I.1. <u>OBJECTIFS DECRIT DANS LE SCHEMA DIRECTEUR</u>	7
I.2. <u>COMMENTAIRES ET PRECISIONS CONCERNANT LES OBJECTIFS</u>	9
II. <u>EVOLUTION RECENTE DU SECTEUR PETROLE ET GAZ</u>	10
III. <u>ANALYSE DYNAMIQUE DE LA FILIERE</u>	13
III.1. <u>DISPONIBILITE DE RESSOURCES</u>	13
III.1.1. <u>Les réserves</u>	14
III.1.2. <u>La qualité</u>	15
III.1.3. <u>Prix de cession</u>	16

III.2. <u>DETERMINATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE POTENTIELLES</u>	17
III.2.1. <u>Petroci</u>	17
III.2.2. <u>S I R</u>	18
III.2.3. <u>EECI</u>	19
III.2.4. <u>Entreprises pétrolières</u>	23
III.2.5. <u>Consommation potentielle de Gaz par les Industries</u>	24
III.2.6. <u>Synthèse Offre et Demande</u>	25
IV. <u>IDENTIFICATION DES FACTEURS CLES DE SUCCES</u>	28
IV.1. <u>EXPLORATION</u>	28
IV.2. <u>EXPLOITATION</u>	29
IV.3. <u>RAFFINAGE</u>	29
IV.4. <u>STOCKAGE</u>	30
IV.5. <u>DISTRIBUTION</u>	30
IV.C. <u>NOUVELLES APPLICATIONS</u>	31
V. <u>FORCES ET FAIBLESSES DE LA FILIERE</u>	32
V.1. <u>FAIBLESSES</u>	32
V.1.1. <u>Approvisionnement</u>	32
V.1.2. <u>Etroitesse du marché national</u>	32
V.1.3. <u>La technologie</u>	32
V.1.4. <u>Les capitaux</u>	33
V.1.5. <u>Besoins de restructuration de la Petroci et de l'EECI</u>	33

V.2. <u>FORCES</u>	34
V.2.1. <u>Approvisionnement</u>	34
V.2.2. <u>Volonté Politique</u>	34
V.2.3. <u>La raffinerie</u>	34
VI. <u>PROPOSITION STRATEGIQUE</u>	35
VI.1. <u>LES EVOLUTIONS PREVISIBLES DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FILIERE.</u>	35
V.1.1. <u>Changements de l'environnement international</u>	35
V.1.2. <u>Changements de l'environnement ivoirien</u>	37
V.1.3. <u>L'élaboration de la politique énergétique</u>	38
VI.2. <u>LES CHOIX STRATEGIQUES POSSIBLES</u>	39
VI.2.1. <u>Option no 1 : Priorité aux opérations courantes</u>	39
VI.2.2. <u>Option no 2 : Priorité au développement pétrolier</u>	39
VI.2.3. <u>Option no 3 : Priorité au développement gazier</u>	40
VI.2.3.1. <u>Le gaz naturel comme produit énergétique</u>	40
VI.2.3.2. <u>Le gaz naturel comme matière première</u>	41
VI.3. <u>CONSEQUENCES DE CHAQUE OPTION</u>	41
VI.3.1. <u>Conséquences vis-à-vis des objectifs de la filière</u>	42
VI.3.2. <u>Conséquences vis-à-vis des facteurs-clé de succès</u>	44
VI.3.3. <u>Implications des options pour les acteurs de la filière</u>	46
VI.4. <u>ELEMENTS DE DISCUSSION POUR LE CHOIX D'UNE OPTION STRATEGIQUE</u>	47

DEUXIEME PARTIE : PROGRAMME D'ACTION

INTRODUCTION AUX TRAVAUX DE LA DEUXIEME PHASE	51
1. <u>RESUME DES AXES STRATEGIQUES</u>	53
2. <u>ARBORESCENCE DES DECISIONS</u>	56
3. <u>ETUDE D'IDENTIFICATION D'INVESTISSEMENTS INDUSTRIELS</u>	58
3.1. <u>CONVERSION SIR.</u>	58
3.2. <u>CONVERSION INDUSTRIES VRIDI (+ YOUPOUGON).</u>	58
3.3. <u>CONVERSION DES CENTRALES THERMIQUES EXISTANTES DE L'EECI (Y COMPRIS OPPORTUNITE DU CYCLE COMBINE POUR LES T.G. DE VRIDI).</u>	59
3.4. <u>CONSTRUCTION D'UNE NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE.</u>	59
3.5. <u>SYNTHESE DES CARBURANTS A PARTIR DU GAZ-NATUREL.</u>	59
3.6. <u>PRODUCTIONS D'AMMONIAC ET D'UREE.</u>	61
3.6.1. <u>Consommations et Prix</u>	61
3.6.2. <u>Production</u>	62
3.6.3. <u>Etude d'opportunité</u>	64
4. <u>PROGRAMME D'ACTION PAR ACTEUR</u>	65
4.1. <u>LES ENTREPRISES INDUSTRIELLES</u>	66
4.2. <u>LES INSTITUTIONS PUBLIQUES</u>	67

ANNEXES

ANNEXES I : PRESENTATION 09-03-90

ANNEXES II : HYPOTHESE DE CALCUL DE LA DEMANDE DE GAZ

ANNEXES III : TABLEAUX STATISTIQUES DE BASE

ANNEXE IV : 5 FICHES PROJET: APPLICATIONS ENERGETIQUES

ANNEXE V : VENTES D'ENGRAIS EN COTE D'IVOIRE

ANNEXE VI : MARCHE MONDIAL DE L'UREE ET D'AMMONIAC

ANNEXE VII : ETUDE D'OPPORTUNITE PROJET AZOTE-UREE

ANNEXE VIII : TARIF DE L'ELECTRICITE

ANNEXE IX : PRESENTATION 18 MAI 1990

INTRODUCTION

L'ONUDI met en oeuvre, en collaboration avec la Ministère de l'Industrie et du Plan de la Côte d'Ivoire, le Schéma Directeur de Développement Industriel.

Parmi les dix filières identifiées, la filière Pétrole-gaz est particulière. En effet, si elle s'inscrit bien dans le cadre de la recherche d'une meilleure valorisation des matières premières nationales à travers le développement possible des industries gazo- et pétro-chimiques qui utilisent les hydrocarbures comme matière première, les produits de cette filière ont aujourd'hui pour principale utilisation des usages énergétiques. Sans interférer avec la gestion et la planification du secteur de l'énergie, le travail à réaliser dans cette filière se devait de prendre en compte les deux aspects énergétique et matière première du pétrole et du gaz naturel.

L'étude confiée à Sema Group avait pour objectif de préparer la stratégie et le plan d'action de cette filière en concertation avec le groupe stratégique concerné.

Pour ce faire, le travail a comporté deux principales étapes:

- une première phase de diagnostic et d'élaboration de la stratégie: les résultats ont été présentés durant la première réunion du groupe stratégique pétrole-gaz, le 9 Mars 1990. La stratégie proposée par Sema Group a été acceptée par le groupe, moyennant quelques remarques et précisions de détail qui ont été dûment prises en compte dans le premier rapport intermédiaire et qui constitue ainsi la première partie de ce rapport final.

- la stratégie étant approuvée, une seconde étape comportait une analyse détaillée de l'opportunité d'un projet de valorisation du gaz naturel comme matière première, ainsi que le programme d'action détaillé pour les acteurs de la filière. Ce travail a été présenté le 18 Mai 1990 au cours de la seconde réunion du groupe stratégique. Là encore seules quelques améliorations de détail ont été demandées aux consultants, qui ont été prises en compte dans le second rapport intermédiaire qui constitue la deuxième partie de ce rapport final.

Dans le contexte de la Côte d'Ivoire où certains conflits, concernant les compétences respectives, surgissent parfois entre diverses administrations et/ou entreprises publiques, il doit être souligné que les deux réunions du groupe stratégique Pétrole-Gaz ont permis à tous les principaux acteurs concernés de se rencontrer. Il s'agit là d'une retombée positive importante de cette étude.

RESUME ET CONCLUSIONS

Le diagnostic réalisé a fait notamment ressortir dans ses aspects dynamiques:

- que la ressource pétrolière en exploitation tendait à disparaître, ce qui justifiait pleinement les efforts de promotion du bassin entrepris au début de 1990;
- que la ressource gazière dépendait à court terme de la mise en exploitation du gisement de Fox-Trot pour lequel existaient de fortes présomptions (qui devraient être confirmées au milieu de l'année 1990) que les réserves exploitables et les coûts de production rendent attractifs plusieurs projets de valorisation de ce gaz;
- que les programmes en cours, notamment dans le cadre du Plan d'Ajustement Sectoriel Energie (PASE) et du Plan National de l'Energie, conduisaient à des restructurations des entreprises énergétiques de la Côte d'Ivoire qui amélioreraient leur compétitivité.

On a pu alors identifier quatre principaux axes stratégiques:

- Améliorer l'efficacité du secteur.
- Relancer l'exploration des hydrocarbures.
- Développer l'utilisation du gaz naturel comme énergie.
- Développer l'utilisation du gaz naturel comme matière première.

Les deux premiers axes stratégiques doivent être mis en oeuvre sans aucune condition.

Pour la valorisation énergétique du gaz naturel, il est nécessaire que les réserves récupérables en 20 ans du gisement Fox-Trot soient de l'ordre de 10 milliards de m³ et que le prix de cession soit de l'ordre de 2,5 US \$/MBTU.

Enfin, une valorisation du gaz naturel comme matière première suppose des réserves récupérables encore plus importantes, de l'ordre de 30 milliards de m³, tandis que la faisabilité de tels projets doit être examinée en fonction des conditions des marchés internationaux et du prix de cession possible du gaz.

Les analyses menées ensuite ont porté principalement sur la faisabilité d'un projet de production d'ammoniac/urée, qui apparaissait après examen, comme la meilleure opportunité de valorisation "matière première" du gaz naturel.

Il apparaît dans les conditions actuelles qu'un tel projet n'est pas justifié économiquement.

Pour arriver à l'équilibre, il faudrait que l'une des conditions suivantes soit réunie:

- matière première (gaz naturel) gratuite ce qui n'est possible que pour les importantes ressources en gaz associé du Moyen Orient mais doit être exclu en Côte d'Ivoire;
- doublement des prix internationaux de l'ammoniac et de l'urée par rapport à leurs niveaux actuels. Sans être exclue, cette hypothèse apparaît hautement improbable à court et moyen terme (5 ans).

Le programme d'action a pu alors être défini. Il comporte trois principaux volets correspondant aux trois axes stratégiques pouvant être concrétisés sans délai.

1. AMELIORER L'EFFICACITE DE LA FILIERE

Les entreprises publiques et privées du secteur pétrole et gaz doivent:

- poursuivre les actions de restructuration en cours;
- faire l'objet éventuellement de privatisation dans le cadre du programme d'ajustement de l'économie ivoirienne en cours;
- prendre en charge l'ensemble de la chaîne:
Production --> Transformation--> Stockage --> Distribution tout en étant soumises à la concurrence nationale et/ou internationale.

Le gouvernement ivoirien doit:

- définir un cadre réglementaire stable et simplifié;
- contrôler à posteriori la compétitivité des entreprises et la réalité de la concurrence entre elles.

2. RELANCER L'EXPLORATION

Les actions de promotion du bassin ivoirien en cours doivent être poursuivies voire même accélérées.

Le cadre législatif et réglementaire pour les contrats d'exploration production mérite d'être adapté rapidement à la conjoncture actuelle, faute de quoi la production d'hydrocarbures ne sera pas relancée.

3. DEVELOPPER LE GAZ NATUREL COMME FORME D'ENERGIE

Par apport à d'autres options énergétiques, le gaz naturel présente des avantages importants:

- c'est une ressource nationale;
- l'investissement peut être réparti entre plusieurs opérateurs, ce qui n'est pas le cas de l'énergie hydro-électrique par exemple;
- des opportunités de financement externes d'origine privés existent, ce qui est un atout.

Dans ce cadre, le principal utilisateur du gaz naturel est l'ECCI pour la conversion de centrales existantes et/ou la construction d'une centrale thermique nouvelle. Si d'autres utilisateurs potentiels importants existent, SIR, industries de Vridi par exemple, les quantités en jeu ne justifient pas à elles seules la mise en exploitation de Fox-Trot.

Le succès de la valorisation énergétique du gaz naturel en Côte d'Ivoire passe donc par le **démarrage immédiat de véritables négociations commerciales entre la Petroci et l'ECCI**, sans même attendre la confirmation officielle du volume des réserves récupérables.

Un accord de principe entre Petroci et ECCI sur les volumes et les tarifs est sur le "chemin critique" de la faisabilité de la mise en exploitation de Fox-Trot et constitue donc l'action à entreprendre la plus importante pour la mise en oeuvre de ce volet stratégique.

DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE PETROLE-GAZ EN COTE D'IVOIRE

I. IDENTIFICATION DES OBJECTIFS DE LA FILIERE

I.1. OBJECTIFS DECRIT DANS LE SCHEMA DIRECTEUR

Le schéma directeur de développement industriel cite comme grands objectifs :

- la valorisation des ressources naturelles;
- la contribution à l'équilibre des échanges;
- la densification du tissu industriel;
- l'accélération du processus d'ivoirisation;
- la contribution à l'équilibre régional et le rôle particulier des PME.

Le développement de la filière Pétrole-Gaz répond point par point aux grands objectifs énoncés.

Dès lors une stratégie sectorielle prioritaire semblait s'imposer. Celle-ci, dans le cas précis de la filière Pétrole-Gaz, vise à déterminer une stratégie de valorisation optimale des réserves actuelles de gaz naturel et la faisabilité économique des projets de transformation du gaz.

Il s'agit donc bien d'une stratégie de développement dont les grandes lignes seraient :

- **la poursuite active de la prospection d'hydrocarbures;**
- **la réduction des coûts d'énergie pour l'industrie, les services et les ménages;**
- **l'utilisation maximale des capacités de raffinage;**
- **l'exploitation optimale des ressources en gaz naturel.**

I.2. COMMENTAIRE ET PRECISION CONCERNANT LES OBJECTIFS

Lors de l'entretien de début de mission, le Ministre de l'Industrie et du plan a exprimé le souhait de voir cette étude produire un certain nombre de descriptions de projets d'investissements relatifs à l'utilisation du pétrole et du gaz. Le Ministre précisera que l'étude en cours permettra ainsi au Ministère de répondre aux demandes des investisseurs soucieux de développer ce secteur.

Le Ministre a également fait part de la volonté du Président de la République d'intensifier l'exploration de nouveaux gisements, ceci en collaboration avec la Ministère des Mines et la PETROCI.

Lors de concertations avec le Groupe Stratégique Sectoriel composé des représentant de : Ministère de l'Industrie et du Plan, Ministère des Mines (Direction Hydrocarbure) DCGTX, PETROCI, GESTOCI, SIR, EECI, le secteur privé représenté notamment par le GPP et l'équipe du projet ONUDI de la filière Pétrole-Gaz et l'Equipe Locale ONUDI, il est apparu que l'environnement de la filière est très incertain. La disponibilité limitée de pétrole et de gaz, les coûts actuels d'exploitation et les stratégies déjà exprimées quant à l'utilisation de ces ressources, nous ont portés à élargir le champ d'application des objectifs de la filière. Ces objectifs ainsi replacés dans le contexte actuel nous permettent de sélectionner des stratégies trouvant leurs justifications dans l'intérêt général. En d'autres termes, cette mission pourra évaluer des stratégies pour lequel le plan d'action incluerait des projets non économiquement viables au sens strict, mais remplissant un rôle social et/ou politique justifiant leurs mise en oeuvre. La mission tentera de proposer des alternatives et/ou compléments aux utilisations déjà présentées (électricité, fonctionnement de la raffinerie, industrie de la zone de Vridi).

II. EVOLUTION RECENTE DU SECTEUR PETROLE ET GAZ

- Le Gaz Naturel (le méthane) va-t-il succéder au bois, au charbon et au pétrole comme produit dominant de la scène énergétique ? Avec des réserves mondiales prouvées aussi importantes que celles du pétrole, équivalentes à 100 milliards de tonnes équivalent pétrole (TEP), certains experts prévoient une forte augmentation de la part du gaz naturel dans les bilans énergétiques.
 - le gaz est propre : il n'entraîne pas de coûts additionnels de dépollution comme le charbon et les produits pétroliers,
 - le GNC (comprimé) et le GNL (liquéfié) pourraient être utilisés massivement comme carburant (y compris pour l'aviation : cfr. le Tupolev 145),
 - le procédé SMDS (Shell) permet la synthèse du gasole et du kérosène à partir du gaz naturel,
 - les centrales électriques à cycle combiné (1) dont le rendement peut atteindre 51 % sont particulièrement bien adaptées au gaz naturel,
 - le développement de la cogénération (2) requiert des centrales de petites tailles à proximité des lieux de consommation : le gaz naturel est particulièrement adapté à ces échelles décroissantes,
 - le prix du gaz naturel a baissé (moins de 2 \$/MBTU aux Etats-Unis).

(1) turbine à gaz + turbine à vapeur basse pression

- Cependant, les réserves de pétrole sont aujourd'hui à leur plus haut niveau depuis la III^{ème} Guerre Mondiale: plus de 40 années. Le prix modéré du pétrole fait que le déclin de ce produit, tant annoncé au début des années 80 ne se produit qu'à un rythme très lent.
- Pétrole ou gaz, d'ailleurs souvent associés dans les formations géologiques d'hydrocarbures, peuvent constituer un atout pour un pays en développement comme la Côte d'Ivoire: la disponibilité de ces ressources à des coûts inférieurs ou égaux à ceux du marché international offre de nombreux avantages :
 - accès à des produits énergétiques nationaux (balance commerciale et indépendance)
 - diminution de la pression sur les ressources forestières du pays (substitution du gaz naturel ou du GPL au bois et au charbon de bois)
 - accès aux technologies d'utilisation du pétrole et du gaz, technologies éprouvées avec une concurrence réelle entre les détenteurs de technologies, ce qui est favorable aux pays en développement.

(2) production d'électricité et de chaleur

- Des gisements géants de gaz naturels sont toujours mis en exploitation :

Hassi R'Mel (Algérie) : 3.000 Milliards de m3

North Field (Qatar) : 5.000 Milliards de m3

D'autres requèrrent qu'un acheteur important justifie la mise en exploitation : c'est le cas du gisement de Miskar en Tunisie que British Gas Tunisie mettra en exploitation, une fois signé un accord avec la STEG (l'EECI locale).

- Il ne faut pas tout miser sur plus sur le développement gazier: le Cameroun qui se voyait déjà exportateur de GNL, a dû réviser en baisse ses ambitions et avec l'aide de la coopération canadienne et française récupèrera les GPL associés au gaz naturel pour la consommation nationale.

Le Nigeria avec le champ gazier de Bonny espère depuis près de 30 ans développer des exportations de GNL. Aujourd'hui le projet pourrait à nouveau être remis en cause par la défection des clients américains plus intéressés par un projet de GNL au Vénézuéla.

III. ANALYSE DYNAMIQUE DE LA FILIERE

III.1. DISPONIBILITE DES RESSOURCES

La disponibilité de matières premières en quantité, en qualité et à un prix de cession compétitif est une condition essentielle pour l'existence même d'une filière industrielle.

Aujourd'hui, dans le cas du Pétrole-Gaz nos connaissances sur ces conditions sont très incertaines. Notons simplement que les perspectives à court terme pour le gaz semblent légèrement plus favorables que celles du pétrole.

Pour illustrer les équivalences entre les unités et les ressources alternatives, rappelons que :

- 1 milliard de m³ de gaz naturel = 35,3 milliards de pieds-cubes de gaz = 1 million de TEP (Tonne Equivalent Pétrole) = pour le gaz FOXTROT (10.000 PCI = 10.000 Kcal/m³).
- 1 milliard de m³/an = env. 100 millions de pieds-cubes/jour = env. 20.000 barils/jour de pétrole pour le gaz FOXTROT.

III.1.1. Les réserves

Les informations concernant les volumes de gaz et de pétrole disponibles sont très contradictoires. Dans le rapport de la Banque Mondiale d'avril 1985 sur le secteur énergétique de la Côte d'Ivoire (Rapport no 5250-IVC) on apprend que le volume de gaz récupérable serait de 10 milliards de mètres-cubes. Ce chiffre est repris dans une étude réalisée en 1986 par Gaz Metro International et Lavalin International, étude de pré faisabilité pour le développement du potentiel gazier offshore. En mai 1989, la DCGTX reprend cette information (Plan National de l'Energie - Diagnostic Energétique).

La même année (1989), le Ministère de l'Industrie publie la Schéma Directeur du Développement Industriel. Les réserves de gaz y sont estimées être entre 100 et 150 milliards de m³ dont les 2/3 seraient exploitables.

Durant leurs missions, les consultants chargés de cette étude ont par priorité cherché à préciser l'état actuel des ressources en gaz et en pétrole de Côte d'Ivoire.

A la suite du forage d'appréciation (F1) réalisé sur le gisement FOXTROT, FRANLAB réalise une étude de certification des réserves du gisement dont les résultats seront disponibles en mai 1990.

La Direction des Hydrocarbures et PETROCI attendent la finalisation de cette étude pour se prononcer sur la taille des réserves en Côte d'Ivoire.

Pour ce qui est du pétrole, la DCGTX dans le rapport cité plus haut cite les chiffres suivants; pour les réserves du gisement ESPOIR, 40 millions de barils et pour le gisement "APE 4", 25 millions de barils. Le gisement Bélier est en fin d'exploitation, une production inférieure à 100.000 tonnes a été avancée.

La Direction des Hydrocarbures et la PETROCI précisent que la reprise d'exploitation du gisement ESPOIR nécessiterait un investissement de l'ordre de USD 100 millions (1988) (récupération assistée : ex. gaz lift).

III.1.2. La qualité

L'exploration des gisements pétroliers nouveaux n'étant pas encore finalisée, il est prématuré de se prononcer sur la qualité des ressources.

Par la SIR (Société Ivoirienne de Raffinage) on apprend que le brut des gisements ESPOIR et BELIER était de bonne qualité et répondait aux besoins du pays, tenant compte des équipements de la raffinerie (Hydricracage).

L'étude Gaz Métro-Lavalin en 1986 présente la composition du gaz Foxtrot (après séparation du condensat) :

Méthane : 0,9323	N-Butane : 0,0030	Azote : 0,0122
Ethane : 0,0256	Iso-Butane : 0,0032	CO2 : 0,0057
Propane : 0,0133	Hexane : 0,0011	
C ₇ ⁺ : 0,0011	Iso-Pentane : 0,0014	

III.1.3. Prix de cession

Les coûts de mise en exploitation éventuelle ne sont pas encore connus au stade actuel de l'identification des ressources. De même, l'opportunité de cette exploitation peut varier du pétrole au gaz et d'un gisement à l'autre.

Dans ce contexte, la détermination d'un prix de cession est tout-à-fait prématurée. Pourtant, tous les acteurs s'accordent pour dire que celui-ci sera déterminant dans leur choix stratégique.

La rigueur économique commande que le prix de cession du gaz (local) ne soit pas supérieur au prix des produits pétroliers équivalents (importés).

Dans cette hypothèse, le prix de cession devra être tel qu'il justifie les investissements nécessaires à la conversion des équipements existants pour l'utilisation du gaz.

Le rapport Gaz-Metro/Lavalin en 1985 calculait le prix plafond du gaz naturel pour l'EECI. A un taux d'actualisation de 10 % et au prix de la source d'énergie alternative, le charbon, à 45 \$/T, le prix plafond du gaz était de 4,4 USD/million de BTU (MBTU). Aujourd'hui, cette analyse paraît périmée : la source d'énergie alternative est le fuel (380) dont le prix international et en Côte d'Ivoire est de l'ordre de de 100 USD/T. Ainsi le prix pivot du gaz naturel s'établi à 2,5 USD/MBTU.

III.2. DETERMINATION DE L'OFFRE ET DE LA DEMANDE POTENTIELLES

L'étude de la stratégie des acteurs est un moyen de déterminer à la fois l'offre et la demande potentielle d'hydrocarbures. Par l'analyse des stratégies dans le domaine de la recherche l'offre potentielle de pétrole et de gaz peut être évaluée. La demande existante et potentielle est déterminée par la somme des besoins déjà exprimés.

III.2.1. Petroci

La Petroci a pour objectif de promouvoir l'exploration des ressources en hydrocarbures.

Le rôle de la Petroci est de participer aux activités de production dans la perspective d'acquérir une compétence d'opérateur en exploitation de petits gisements.

La Petroci a également pour tâche de conseiller le Ministère des Mines dans la négociation et le suivi des contrats de partage de production et de gérer les participations de l'Etat dans les sociétés du secteur pétrolier.

L'arrêt des activités de production d'huile (Belier et Espoir) a entraîné une restructuration de la Petroci.

Le forage d'appréciation (F1) sur le gisement de gaz Foxtrot se termine en mars 1990. Les résultats sont attendus pour mai 1990.

III.2.2. S.I.R

Le programme de réhabilitation de la Société Ivoirienne de Raffinage a déjà donné des résultats positifs en matière de réduction des pertes et d'augmentation de la capacité d'utilisation. La SIR a développé une activité nouvelle, le soutage en mer.

La SIR et la SMB (Société Multinationale des Bitumes) partagent les même installations. L'étude de l'opportunité d'intégrer totalement la SIR et la SMB sera réalisée.

La SIR utilise actuellement le gaz associé du gisement Belier pour son fonctionnement; cette approvisionnement décrit rapidement la raffinerie a déjà fait savoir que les besoins en gaz pour substituer le fuel et le butane actuellement autoconsommé se situaient aux alentours de 150.000 TEP/an.

Une diversification vers les produits dérivés du gaz naturel ou une activité en liaison avec ce gaz, n'apparaît pas prioritaire à la SIR.

III.2.3. EECI

L'EECI (Energie Electrique de Côte d'Ivoire) est le principal utilisateur actuel et potentiel des ressources Pétrole-Gaz.

Dans sa stratégie de développement de la production électrique, l'EECI examine deux axes non exclusifs à moyen terme :

1. les ressources hydrauliques avec, en priorité, le projet du barrage de SOUBRE.
2. les hydrocarbures avec, en priorité, le gisement gazier FOXTROT.

La question clé est de savoir quand programmer la construction du barrage de SOUBRE. Le temps qui s'écoulera entre la décision de lancer le projet et le premier KWh produit par le barrage est estimé à 7 ans, dont 1 an pour la révision de projet et la recherche de financement. A long terme, le barrage est la solution économiquement la plus rentable.

Cependant, si l'on prend en compte l'endettement du pays, il est souhaitable de reporter le plus tard possible la construction du barrage (plus de 200 milliards de francs CFA).

Si la décision de commencer la construction de SOUBRE était prise cette année, c'est au plus tôt en 1997 que la fourniture d'électricité commencera. Pour faire la soudure entre 1995 et la date de fourniture du premier KWh par SOUBRE, l'EECI devra mettre en oeuvre d'autres moyens de production.

Si d'autres moyens de production (thermique gaz) sont mis en oeuvre plus rapidement, ils permettraient :

- soit de faire la soudure, en cas de forte croissance de la demande (+ 5 % l'an),
- soit de reporter la programmation de la construction de SOUBRE, en cas de croissance de la demande au taux actuel (2 % l'an).

La construction, avant SOUBRE, d'une centrale électrique (vraisemblablement énergie thermique gaz) mérite donc d'être soigneusement analysée.

Si la solution gaz est retenue, une centrale thermique à cycle combiné d'une puissance unitaire de 120-150 MW pourrait être installées.

Enfin, sur les 314 MW thermiques existants de l'EECI, 250 MW pourraient être convertis du fuel au gaz.

HYPOTHESE DE CALCUL DE LA DEMANDE DE GAZ NATUREL DE L'EECI

Plusieurs cas de figure peuvent être envisagés :

Nom de l'unité		Production (en GWh)	Consommation (en Mm3)	Investissement (en Md FCFA)
T.G. Vridi	a)	650	260	0,6
	b)	200	80	
	c)	550	220	
T.V. 3 et 4 Vridi	a)	900	280	3,1
	b)	850	260	
Nouvelle unité à cycle combiné de 120 MW	a)	770	170	n.d.
	b)	800	180	

En caractère gras, les valeurs maximales calculées par l'EECI.

Tout comme la SIR, l'ECCI a besoin de connaître le prix de cession du gaz pour déterminer ses droits d'approvisionnement énergétique. Le prix payé aujourd'hui par l'ECCI pour les produits pétroliers pourrait faire l'objet d'une baisse en cas d'amélioration des conditions commerciales.

A condition économique égale, l'ECCI préférerait le gaz au charbon et au fuel, pour des raisons de maintenance, de durée de vie des équipements et de facilité de mise en oeuvre.

III.2.4. Entreprises pétrolières

Des entreprises pétrolières internationales sont associées à tous les segments de la filière.

- **Exploration:** les entreprises internationales vont être incitées à relancer leurs activités d'exploration grâce au programme de promotion du bassin (en cours).

- **Exploitation:**
 - le gisement Belier est exploité par la Société Ivoirienne d'Opérations Pétrolières.
(SIOP : Esso 63,7 %, Shell 21,3 % et Petroci 15 %)
 - le gisement ESPOIR a été exploité par Phillips Petroleum jusqu'à la fin 1988, pour le compte d'un consortium : Phillips (57,5%), AGIP (22,5%), SEDCO (10 %) et Petroci (10 %).

- **Raffinage:** la SIR constitue l'unité principale du segment. L'Etat Ivoirien est l'actionnaire majoritaire. Les autres participations sont détenues par les filiales ivoiriennes de distribution des sociétés pétrolières internationales.

- **Stockage:** la GESTOCI gère les stocks de sécurité, les sociétés distributrices gèrent les stocks courants.

- **Distribution:** sept filiales de grandes sociétés pétrolières se partagent le marché. Le capital de ces filiales est reparti entre les holdings des sociétés pétrolières et la Petroci ou d'autres actionnaires ivoiriens.

En matière d'exploration, la SIOP, Phillips, AGIP et TENNECO détenaient des permis d'exploration. Ces permis ont tous été rendus à la Petroci après la baisse du pétrole brut en 1986.

La Direction des Hydrocarbures du Ministère des Mines, a commandé une étude de promotion "multiclient" du bassin pétrolier de Côte d'Ivoire. Cette étude réalisée par le BEICIP n'est pas encore disponible. Parmi les aspects traités figurent le redécoupage des zones d'exploration, des propositions de collaboration entre la Petroci et les sociétés pétrolières internationales et la fiscalité. Ce dernier aspect est de première importance pour les sociétés pétrolières, car il détermine le niveau de rémunération de leurs opérations.

III.2.5. Consommation potentielle de gaz par les industriels

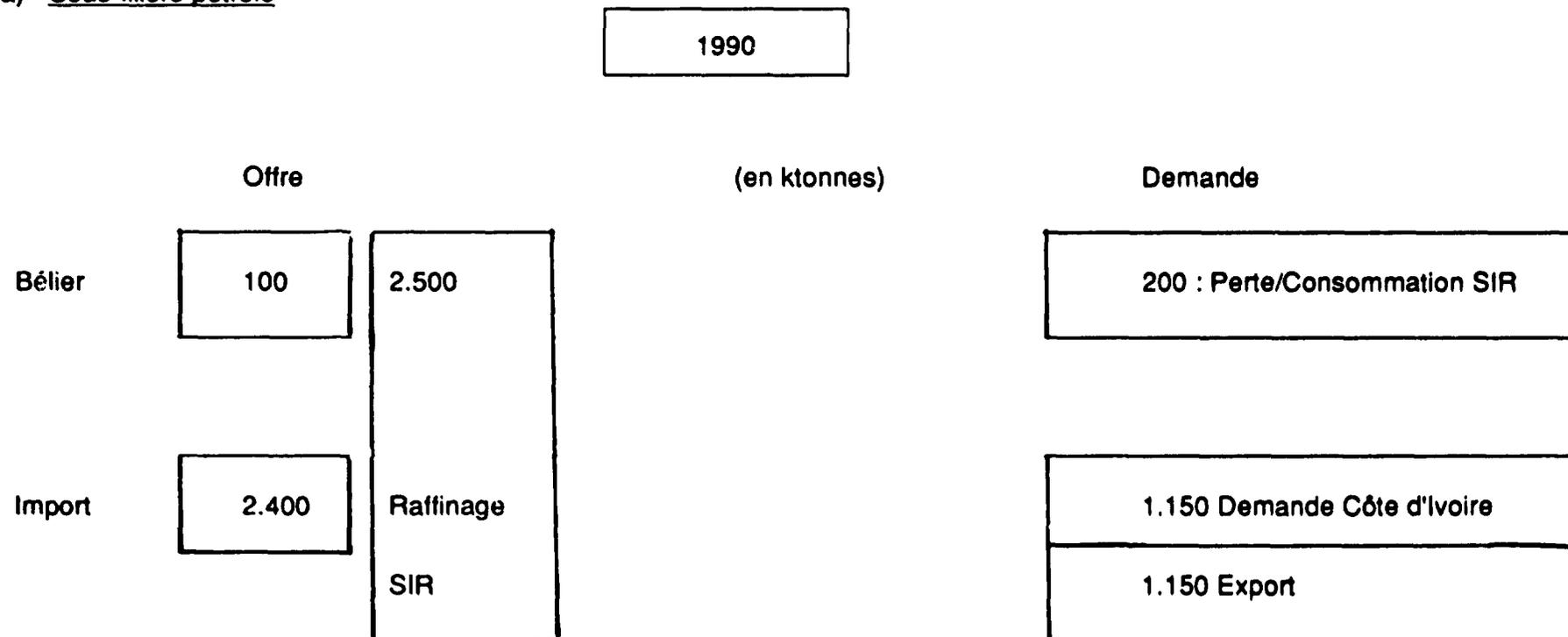
L'étude de la Banque Mondiale sur le secteur de l'énergie (avril 1985) et celle de Gaz Métro Lavalin (juillet 85) ont estimé la demande de gaz, après conversion des industries de la zone de Vridi, à environ 50 millions de m³/an.

Le coût de cette conversion était estimé à 1,5 million de USD par Gaz Metro-Lavalin.

III.2.6. Synthèse Offre et Demande

Les bilans matière vont résumer la situation actuelle et à moyen terme (1995) de la filière.

a) Sous-filière pétrole



1995

La répartition import/local de l'offre en 1995 dépend du succès des explorations. La production de Belier devrait se terminer en 1991.

La capacité de raffinage de la SIR devrait rester à 3.000 ktonnes.

La demande pourrait être de plus de 2.500 ktonnes, la répartition export/local dépend notamment de la disponibilité de gaz local en 1995.

b) Sous-filière gaz

1990

La SIR consomme me gaz associé à la production Bélrier (quantité très faible).

1995

en millions de m3/an

OFFRE	500	750	> 1650
Foxtrot 500	500	500	
Gaz associé Espoir ou Foxtrot additionnel	-	250	250
Autre gisement	-	-	> 900
DEMANDES	500	740	1620
EECI :			
- TG) env.) env.	220
- TV	((260
- nouvelle unité 120 MW) 340) 500	180
SIR	160	160	160
Industries Vridi		50	50
Unité ammoniac		30	750
		(40 t/j)	(1.000 t/j)

N.B. : D'autres combinaisons de demande sont possibles : on a choisi celles-ci pour leur caractère didactique.

IV. IDENTIFICATION DES FACTEURS CLES DE SUCCES

Cette identification doit se faire par segment.

IV.1. EXPLORATION

Le know-how et les capitaux nécessaires à l'exploration ne sont pas (encore) disponibles en Côte d'Ivoire.

La Petroci doit s'associer aux des sociétés pétrolières internationales et recourir aux bailleurs de fonds pour mener à bien la recherche d'hydrocarbures. Ces négociations sont délicates.

Le succès de l'exploration dépend :

- de la qualité de la promotion des zones à prospector qui permettra d'attribuer rapidement tous ces permis
- des avantages accordés par le gouvernement aux sociétés pétrolières en fonction des conditions de marché
- du choix des sociétés pétrolières chargées de l'exploration.

IV.2. EXPLOITATION

Les contrats d'exploitation découlent généralement des contrats d'exploration (permis d'exploration/d'exploitation).

Si les termes sont bien définis en amont, l'exploitation des gisements se déroule sans problème.

Ces contrats devront garantir la protection des investissements et la rémunération de tous les partenaires: Etat, Petroci, Sociétés pétrolières et bailleurs de fonds.

IV.3. RAFFINAGE

L'objectif du raffinage est de répondre à la demande locale en hydrocarbure tout en opérant de manière profitable. Pour atteindre cette rentabilité la SIR doit exporter.

En conséquence les conditions de succès du raffinage sont :

- garantie d'approvisionnement en brut (local ou importé)
- flexibilité de l'outil pour utiliser différentes qualités de pétrole
- flexibilité de l'outil pour répondre rapidement à la demande de produits raffinés
- maîtrise des coûts de production.

IV.4. LE STOCKAGE

L'objectif du stockage est de servir de tampon entre le raffinage et la distribution.

Cet objectif est atteint si les capacités de stockages sont suffisantes, bien planifiées et si les équipements sont bien entretenus.

La notion de stock de sécurité dans ce contexte n'apparaît pas indispensable.

IV.5. LA DISTRIBUTION

La distribution doit assurer une couverture géographique complète garantissant un prix de vente homogène aux consommateurs.

Le concurrence entre plusieurs distributeurs est essentielle pour atteindre cet objectif, avec un mécanisme simple de péréquation géographique.

IV.6. NOUVELLES ACTIVITES LIEES AU DEVELOPPEMENT INDUSTRIEL

Sans préjuger de la nature des nouvelles activités au sein de la filière pétrole-gaz, les facteurs-clés de succès seraient :

- le prix de cession des produits raffinés et/ou du gaz : il devra être compétitif avec les produits de substitutions nationaux ou importés
- les quantités : certaines applications requièrent un volume très important pour atteindre la masse critique de rentabilité et de compétitivité sur les marchés extérieurs
- les conditions de succès énoncés dans le cas du raffinage sont également valables :
 - maîtrise des approvisionnements,
 - flexibilité de l'outil de production
 - maîtrise des coûts
- accès à la technologie et adaptation de celle-ci aux conditions locales
- soutien institutionnel :
 - environnements fiscal et administratif stables
 - développement d'infrastructures
 - promotion.

V. FORCES ET FAIBLESSES DE LA FILIERE

V.1. FAIBLESSES

V.1.1. Approvisionnement

La faiblesse essentielle de la filière est l'incertitude relative à l'approvisionnement en matière première. La stratégie proposée devra surmonter ce handicap et gérer l'incertitude.

V.1.2. Étroitesse du marché national

Cette étroitesse, controntée aux seuils de production qu'imposent les économies d'échelles, contraint à exporter, c'est à dire à affronter des coûts de transports et de distribution importants.

V.1.3. La technologie

La dépendance technologique de la Côte d'Ivoire dans tous les segments de la filière est importante, ce qui est le cas de la majorité des PVD.

V.1.4. Les capitaux

La situation économique et financière de la Côte d'Ivoire est précaire, la concurrence entre les projets d'investissements est grande. Cette concurrence joue de filière à filière, mais également au sein d'une même filière. Dans cette perspective, des projets "classiques" (technologie éprouvée) ont un avantage sur des projets pilotes plus risqués.

V.1.5. Besoins de restructuration de la Petroci et de l'EECI

La Petroci et l'EECI doivent poursuivre leurs programmes de redressement; diminution des effectifs, mesures de réduction des coûts et assainissement de la trésorerie.

V.2. FORCES

V.2.1. Approvisionnement

A moyen terme, si les forages donnent des résultats positifs, l'approvisionnement deviendra une force de la filière, à condition toutefois que les coûts d'exploitation soient raisonnables.

V.2.2. Volonté Politique

La sélection de la filière Pétrole-Gaz comme filière prioritaire du Schéma Directeur d'Industrialisation démontre la volonté politique de promouvoir ce secteur de l'industrie.

V.2.3. La raffinerie

La SIR possède un outil de production performant. Autour de cette unité, une diversification peut être envisagée tirant bénéfice d'un certain degré d'expertise en hydrocarbures liquides .

VI. OPTIONS STRATEGIQUES

VI.1. LES EVOLUTIONS PREVISIBLES DE L'ENVIRONNEMENT DE LA FILIERE

Les options stratégiques qui s'ouvrent à la filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire doivent être examinées dans le cadre des évolutions prévisibles de l'environnement du secteur.

VI.1.1. Changements de l'environnement international

La forte hausse des prix internationaux du pétrole durant la seconde partie de la décennie 70 et le début de années 80 a été suivi d'une baisse d'une grande ampleur qui a eu pour principales conséquences :

- une forte réduction des activités d'exploration pétrolière dans le monde;
- l'arrêt du développement des ressources, même bien identifiées, dont les coûts de production apparaissaient trop élevés vis-à-vis des coûts mondiaux du pétrole,
- en ce qui concerne le gaz naturel des activités ralenties en proportion, ce produit étant le plus souvent considéré comme un co-produit de l'exploration pétrolière plutôt que comme un produit ayant son intérêt propre.

La plupart des experts s'accordent à prévoir une hausse modérée de la demande de pétrole au cours des deux prochaines décennies, une croissance économique même raisonnablement soutenue dans les pays industrialisés (de l'ordre de 2 à 4 % par an) ne se traduisant plus comme par le passé par une croissance parallèle de la demande de pétrole en raison des progrès réalisés dans le domaine de la conservation de l'énergie. En outre, la demande des pays en développement même si elle croît plus fortement (notamment dans les pays à croissance économique rapide d'Asie) continuera de représenter une part faible de la demande mondiale. De ce fait, l'évolution des prix devrait rester modérée: le baril de pétrole atteignant le prix de 30 US\$/baril vers l'année 2010. Toutefois, suite à des crises politiques ou à des conflits armés, des hausses brutales, au delà de ce niveau de 30 US\$/baril ne doivent pas être exclues, mais elles resteront fort probablement temporaires.

Les conséquences qui découlent de ces évolutions pour le secteur énergétique ivoirien sont au nombre de trois :

- les compagnies pétrolières internationales bénéficieront d'une large marge de négociation vis-à-vis des autorités ivoiriennes, puisque les enjeux en termes de quantités de pétrole disponible ne leur apparaissent pas très importantes dans l'état actuel des informations
- si la facture énergétique pétrolière de la Côte d'Ivoire risque peu de connaître à nouveau les fortes hausses subies entre 1973 et 1986, elle restera un élément important de la balance commerciale du pays. La recherche des moyens pour limiter cette facture doit rester une priorité.
- le gaz naturel disponible en Côte d'Ivoire doit être considéré comme un atout seulement dans la mesure où son coût de production et son prix de cession le rendent attractif comme substitut à d'autres formes d'énergie importées ou nationales et/ou comme matière première pour le développement d'activités industrielles nouvelles pour lesquelles il constituerait ainsi un avantage comparatif de la Côte d'Ivoire.

VI.1.2. Changements dans l'environnement Ivoirien

La restructuration de la SIR entamée depuis plusieurs années paraît avoir doté cette entreprises d'un outil technique et des capacités de gestion suffisantes pour assurer sa pérennité. De l'avis des experts rencontrés, il n'en n'est pas encore de même pour la Petroci et l'EECI.

On doit donc s'attendre à la poursuite de programmes de restructuration dans ces deux entreprises. Une conséquence importante de ces restructurations est que les décisions d'investissements seront prises plus encore qu'aujourd'hui sur la base de critères purement économiques, les aspects sociaux d'un projet faisant en principe l'objet d'une compensation de la part de l'Etat. D'une manière générale, un projet d'investissement ne pourra plus être retenu par l'un quelconque des acteurs de la filière pétrole-gaz que lorsqu'il aura démontré son intérêt au plan économique.

VI.1.3. L'élaboration de la politique énergétique

Le Plan National de l'Energie de la Côte d'Ivoire actuellement en préparation apportera un éclairage cohérent sur l'ensemble des activités du secteur de l'énergie (P.A.S.E.). Il permettra en particulier de procéder à certains arbitrages entre les projets de développement des différentes composantes du secteur:

- la biomasse, dont l'importance quantitative est très grande
- le secteur pétrole-gaz
- le secteur électricité
- la maîtrise de la demande d'énergie
- les relations de l'énergie avec le développement d'ensemble de l'économie ivoirienne.

Le développement du secteur pétrole-gaz devra donc s'inscrire dans ce cadre qui n'est pas encore complètement finalisé. Toutefois, il paraît exclu que des projets ayant des résultats économiques positifs avec des investissements publics limités puissent être écartés. Par contre les projets aux résultats économiques plus incertains (même s'ils répondent à des impératifs généraux de développement) ou qui requièrent des investissements publics de grande ampleur feront l'objet d'un classement par ordre de priorité.

VI.2. LES CHOIX STRATEGIQUES POSSIBLES

Pour permettre aux Autorités Ivoiriennes de décider des orientations possibles du développement du secteur pétrole-gaz, la démarche la plus claire est de définir des options contrastées de développement, des stratégies coordonnées et d'en évaluer les conséquences.

VI.2.1. Option no 1 : Priorité aux opérations courantes

Cette première option correspond à ce que l'on pourrait appeler un "profil bas". Compte tenu de la situation économique générale de la Côte d'Ivoire, la priorité est donnée à la gestion de l'appareil de production existant, les investissements se limitant aux seuls équipements de renouvellement nécessaires au bon fonctionnement de l'appareil productif existant.

VI.2.2. Option no 2 : Priorité au développement pétrolier

Avec cette option, les Autorités Ivoiriennes feront la priorité accordée par les compagnies pétrolières aux hydrocarbures liquides par rapport au gaz naturel. Dans ce cadre tous les efforts porteront :

- d'une part, sur la relance de l'exploitation pétrolière en Côte d'Ivoire
- d'autre part, sur le développement des activités exportatrices de la SIR (exportations proprement dites, soutage en mer ou raffinage à façon).

VI.2.3. Option no 3 : Priorité au développement gazier

L'existence de réserves identifiées de gaz même si leur volume total n'est pas déterminé avec précision conduira dans le cadre de cette option à privilégier la production de gaz naturel et son utilisation en Côte d'Ivoire même. Deux sous options sont identifiables dans le cadre de ce scénario.

VI.2.3.1. Le gaz naturel comme produit énergétique

Dans ce cas, les ressources de gaz naturel seront utilisées comme un produit énergétique national, qui se substituera à des produits nationaux rares ou chers :

- bois/charbon de bois dont la consommation augmente à un rythme tel que des déséquilibres sont à craindre à moyen terme,
- pétrole dont la production décline rapidement,
- hydro-électricité dont la mise en oeuvre requiert d'importants investissements à charge du secteur public.

VI.2.3.2. Le gaz naturel comme matière première

Avec cette option, qui suppose des réserves de l'ordre de 30 Mdm³ (cfr. supra), l'approvisionnement en gaz naturel de la Côte d'Ivoire est considéré comme une opportunité pour le développement d'activités industrielles nouvelles telles les filières de la gazochimie ou des engrais azotés.

Le dimensionnement des unités industrielles qui entreraient dans le cadre de cette option devra tenir compte :

- du marché national accessible à ces produits,
- des possibilités d'exportation de ces produits en direction des marchés de la région ou des marchés des pays industrialisés (notamment dans le cadre des accords de Lomé).

De tels investissements "lourds" doivent être précédés d'études de faisabilité approfondies.

VI.3. CONSEQUENCES DE CHAQUE OPTION

Il est nécessaire d'apprécier quelles seraient les conséquences du choix stratégique que pourraient faire les Autorités Ivoiriennes pour le développement de la filière pétrole-gaz. Trois dimensions principales doivent être prises en compte.

VI.3.1. Conséquences vis-à-vis des objectifs de la filière

La tableau ci-après examine face aux objectifs assignés à la filière les conséquences de chacune des options.

Tableau VI.1.: Comparaison des options stratégiques par rapport aux objectifs assignés à la filière

Option stratégique	Objectifs de la filière	Conséquence de l'option
1. Opérations courantes	Valorisation ressources naturelles	Faible
	Contribution équilibre échanges	Faible
	Densification du tissu industriel	Nulle
	Accélération de l'Ivoirisation	Possible
	Equilibre régional et essor PME	Nulle
2. Développement pétrolier	Valorisation ressources naturelles	Bonne en cas de découverte
	Contribution équilibre échanges	Bonne en cas de découverte
	Densification du tissu industriel	Faible (peu de sous-traitance)
	Accélération de l'Ivoirisation	Faible (technologies)
	Equilibre régional et essor PME	Nulle

Tableau VI.1.: Comparaison des options stratégiques par rapport aux objectifs assignés à la filière (suite)

Option stratégique	Objectifs de la filière	Conséquence de l'option
3.2. Gaz naturel "énergie"	Valorisation ressources naturelles	Favorable
	Contribution équilibre échanges	Favorable
	Densification du tissu industriel	Possible si gaz disponible pour agro-industries.
	Accélération de l'Ivoirisation	Faible (technologies)
3.2. Gaz naturel "matière première"	Equilibre régional et essor PME	Limité aux zones où le gaz sera distribué
	Valorisation ressources naturelles	Favorable
	Contribution équilibre échanges	Favorable (Import-substitution ou exportations)
	Densification du tissu industriel	Favorable (nouvelles industries)
	Accélération de l'Ivoirisation	Faible (technologies)
	Equilibre régional et essor PME	Possible (opportunités de sous traitance)

L'examen des options stratégiques possibles avec cette première série de critères montre que les choix en faveur de la filière gaz pourraient présenter plus d'avantages que les deux autres.

VI.3.2. Conséquences vis-à-vis des facteurs-clé de succès

De la même manière, on peut comparer les options stratégiques en fonction des facteurs-clé de succès mentionnés au chapitre précédent. On cherche à évaluer pour chaque option quelle est l'importance de chaque facteur-clé de succès (FCS)

Tabl. VI.2. : Comparaison des options stratégique par rapport aux facteurs-clé de succès de la filière

Facteurs-clés de succès	Importance du FCS suivant l'option			
	1. Opé. cour.	2. Pétrole	3.1. Gaz én.	3.2. Gaz mat.
Promotion/prospection	Néant	Forte	Néant	Néant
Choix partenaire	Faible	Forte	Forte	Forte
Conditions/exploration	Néant	Forte	Néant	Néant
Conditions/exploitation	Néant	Forte	Forte	Forte
Gestion appro. raff.	Forte	Forte	Faible	Faible
Flexibilité raff./appro.	Forte	Forte	Faible	Faible
Flexibilité raff./demande	Forte	Forte	Faible	Faible
Maîtrise coûts	Forte	Forte	Forte	Forte
Efficacité Distribution	Forte	Forte	Faible	Faible

L'examen de ce tableau met en évidence que la première option "Priorité aux opérations courantes" n'est pas obligatoirement, comme l'on aurait pu s'y attendre, la plus facile à réaliser, puisqu'elle dépend fortement de la réunion d'un nombre important de facteurs-clés de succès.

VI.3.3. Implications des options pour les acteurs de la filière

Les différents acteurs de la filière tels qu'ils ont été identifiés auront un rôle plus ou moins important à jouer selon l'option stratégique retenue.

Tableau VI.3. : Comparaison des options stratégiques par rapport à l'implication des acteurs

Acteur	Importance du rôle de l'acteur suivant l'option			
	1. opération courante	2. Pétrole	3.1. Gaz énergie	3.2. Gaz matière première
Compagnie pétrolière internat./exploration	Néant	Forte	Forte	Forte
Petroci	Faible	Forte	Forte	Forte
SIR + SMB	Forte	Faible	Néant (*)	Néant
Gestoci	Faible	Néant	Néant	Néant
Compagnies pétrolière internat./distribution	Forte	Faible	Néant (*)	Néant
EECI	Néant	Néant	Forte	Néant

(*) Sauf dans le cas d'un projet de Gaz Naturel comprimé.

VI.4. ELEMENTS DE DISCUSSION POUR LE CHOIX D'UNE OPTION STRATEGIQUE

Pour l'instant, dans un souci de clarté, les options stratégiques ont été présentées comme si elles s'excluaient mutuellement. En réalité, le choix d'une quelconque autre option ne devrait pas normalement exclure l'option de base: quelle que soit la priorité donnée à la production nationale future d'hydrocarbures liquides ou gazeux, il apparaît important de continuer à gérer au mieux l'existant.

Si l'option de développement des usages non énergétiques du gaz naturel apparaît intéressante à bien des égards, sa mise en oeuvre suppose que soient réunies plusieurs conditions qu'il n'est pas possible de vérifier à ce stade de l'étude :

- Existence de réserves suffisantes. L'information ne sera pas disponible avant la fin de ce travail. Dès lors il conviendra de travailler selon plusieurs scénarios et d'adopter une attitude "volontariste".
- Prix de revient et/ou de cession du gaz naturel qui puisse donner un avantage comparatif certain aux industries ivoiriennes utilisant le gaz naturel comme matière première. Cet avantage doit s'évaluer soit en termes d'import substitution si le marché local est capable d'absorber la production d'une telle unité industrielle, soit en opportunités d'exportation s'il existe des créneaux dans l'un de ces domaines (essentiellement gazo-chimie ou engrais azotés). Là encore ce prix de revient ne pourra pas être évalué dans le cadre de cette étude.

Nous proposons donc aux Autorités ivoiriennes et à l'ONUDI de ne pas trancher définitivement entre ces options mais de se placer dans le cadre d'un avenir incertain. La décision stratégique définitive doit dépendre de deux éléments qui seront en principe connus durant les prochains mois :

- l'importance des réserves de gaz
- leur prix de revient.

Il faut garder la flexibilité nécessaire pour s'adapter aux conséquences de ces éléments d'information déterminants.

Tableau VI.4. : Choix d'une optique stratégique gaz

<u>RESERVES GAZIERES RECUPERABLES</u>			
PRIX DE CESSION	< 10 MD M3	DE 10 A 30 MD M3	> 30 MD M3
< 2,5 \$/MBTU	non	gaz énergie	gaz énergie + matière première
> 2,5 \$/MBTU	non	non	non

(1) voir justification en annexe II

Le processus de décision pourra donc être le suivant :

1. Décision "en tout cas" de gérer au mieux les opérations courantes du secteur.
2. Décision d'intensifier l'exploration pétrolière et gazière.

3. Préparation de décisions à moyen terme sur la mise en valeur du gaz naturel avec le schéma décisionnel suivant :

- a. réserves récupérables inférieures à 10 Milliards m³ pas de mise en exploitation
- b. réserves récupérables comprises entre 10 et 30 Milliards de m³ et coût de production inférieur à 2,5 \$/MBTU, l'exploitation "énergétique" du gaz
- c. réserves récupérables supérieures à 30 Milliards de m³ et coût de production inférieur à 2,5 \$/MBTU, aux utilisations prévues ci-dessus, on peut ajouter la valorisation du gaz naturel comme matière première pour réaliser la synthèse des produits dérivés du méthane.
Cette activité nécessitera des investissements importants. Dès lors, cette stratégie de développement ne paraît justifiable que dans l'hypothèse de coût d'exploitation du gaz naturel très faible pour donner un avantage comparatif à l'industrie ivoirienne.

DEUXIEME PARTIE
PROGRAMME D'ACTION

INTRODUCTION AUX TRAVAUX DE LA DEUXIEME PHASE

Les recommandations présentées par le Consultant au groupe stratégique de la filière Pétrole-Gaz, le 9 mars 1990 et qui résultaient de deux séries de concertations avec les acteurs principaux de la filière ont été approuvées par ce groupe. (cf. la lettre de M. Lungart, Conseiller Technique Principal du 19 mars 1990)

C'est donc sur cette base, rappelée sur le schéma ci après que le Consultant a engagé les travaux de la phase II de l'étude.

Dans ce cadre, une part importante des travaux a été consacré, comme cela avait été demandé aux Consultants, à l'étude d'opportunité des projets à caractère industriel proprement dit, c'est à dire à l'utilisation des hydrocarbures comme matière première (pétro- ou gazo-chimie).

R E C O M M A N D A T I O N S

O B J E C T I F S	M O Y E N S	A C T I O N S
EFFICACITE DU SECTEUR	RESTRUCTURATIONS EN COURS	POURSUIVRE
RELANCE EXPLORATION PETROLE ET GAZ	PROMOTION	DEVELOPPER
<p>MISE EN VALEUR GAZ NATUREL</p> <ul style="list-style-type: none"> - Foxtrot - Foxtrot additionnel ou Gaz Espoir - Autre gisement 	<ul style="list-style-type: none"> * Appel d'offres en cours * Certification réserves <ul style="list-style-type: none"> - si < 10 Md m³ - si > 10 Md m³ * Négociation EECI * Négociation SIR et industriels * Négociation projet ammoniac 	<ul style="list-style-type: none"> ? - ABANDON - NEGOCIATION EECI (ET SIR EVENT.) * EN PARALLELE SOUBRE (07/90) * A MENER SI RESERVES >15Mdm³ * A MENER SI RESERVES >30Mdm³

1. RESUME DES AXES STRATEGIQUES

La stratégie retenue par le groupe stratégique de concertation comporte quatre volets. Certains de ces volets sont conditionnés par l'existence de réserves en matière première et/ou de coûts de production.

1ER AXE:

Poursuite de la recherche de l'efficacité économique des entreprises de la filière.

Pas de condition associée à cet axe.

Actions Immédiates: Poursuivre les programmes de restructuration en cours. C'est à dire, la finalisation de la réorganisation de l'amont de la filière (PETROCI), du raffinage (fusion éventuelle de la SIR avec SMB), de l'EECI (principal utilisateur de la production de la filière). Egalement en cours sont les réorganisations du stockage et de la distribution. (Programme d'Ajustement Secteur Energétique)

2ME AXE:

Intensification de la prospection d'hydrocarbures.

Pas de condition associée à cet axe.

Action Immédiate: relance de la promotion de l'exploration tant pour le pétrole que pour le gaz. La promotion du bassin vise à attirer des sociétés étrangères pour leurs compétences techniques afin d'explorer, exploiter et développer les gisements d'hydrocarbures et pour financer ces opérations.

3ME AXE:

Développement de la production de gaz naturel à des fins énergétiques.

Conditions: a) réserves récupérables de 10 Md m³ minimum.
b) prix de cession du gaz inférieur à 2.5 USD/MBTU.

Action Immédiate: évaluation des résultats des forages d'exploration pour déterminer si les conditions ci-dessus sont satisfaites.

4ME AXE:

Développement de la production de gaz naturel comme matière première industrielle.

Conditions: a) réserves récupérables sur un ou plusieurs gisements supérieures à 30 Md m³.
b) prix de cession du gaz donnant un avantage comparatif.

Action Immédiate: évaluation des résultats des forages d'exploration pour déterminer si les conditions ci-dessus sont satisfaites.

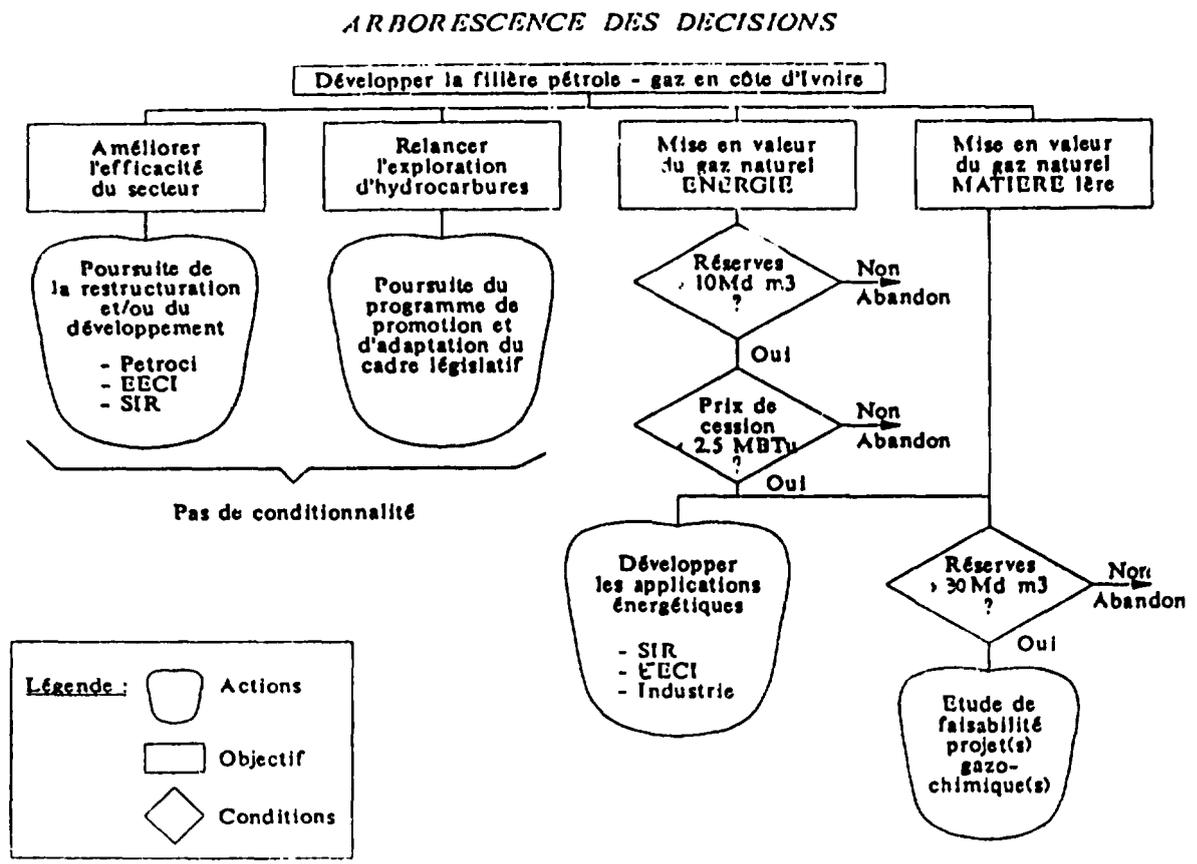
2. ARBORESCENCE DES DECISIONS

Des informations plus précises concernant la taille des réserves récupérables (R) d'hydrocarbures seront bientôt disponibles. Ces informations permettront également de faire une estimation des coûts d'exploitation de ces ressources. Cette dernière estimation est un facteur important pour la détermination des prix de cession (P). Dès que ces données seront connues, les acteurs de la filière pourront établir un programme d'action à court terme.

En fonction de R, réserves récupérables, et de P, prix de cession, le schéma des actions à entreprendre sera le suivant:

CONDITIONS	ACTIONS C.T.
1. $R < 10 \text{ Md m}^3$	Abandon Axes 3 et 4
2. $10 \text{ Md m}^3 < R$ $P < 2.5\$/\text{MBTU}$	Négociations entre producteurs (PETROCI) et EECI, SIR, Industriels pour des utilisations énergétiques du gaz
3. $R > 30 \text{ Md m}^3$ $P < 0.5\$/\text{MBTU}$ (estimation préliminaire d'un prix conférant un avantage comparatif)	En plus des négociations ci-dessus, Etudes de faisabilité projets gazo-chimiques

La poursuite des efforts d'exploration (axe 2) devrait, à moyen terme, fournir d'autres données sur les réserves d'hydrocarbures et les conditions d'exploitations. Lors de la publication de ces nouvelles données, le schéma ci-dessus pourra être réutilisé sous réserve que l'environnement économique général décrit dans la première partie de ce rapport soit sensiblement équivalent.



3. ETUDE D'IDENTIFICATION D'INVESTISSEMENTS INDUSTRIELS

Pour chaque application énergétique un fiche projet (en annexe 1) a été réalisée. Dans le projet ammoniac-urée, une étude d'opportunité a été faite (annexe 4).

A. APPLICATIONS ENERGETIQUES

3.1. CONVERSION SIR.

Utiliser dans toute la mesure du possible les ressources en gaz naturel pour les besoins énergétiques de la raffinerie en substitution aux produits pétroliers (fuel et GPL), sachant que des produits fatals de la raffinerie continueront à être utilisés.

3.2. CONVERSION INDUSTRIES VRIDI (+ YOUPOUGON).

Construire un réseau de gaz naturel pour alimenter les grands consommateurs industriels de Vridi (auxquels on ajouterait ceux de Youpougou si une centrale thermique gaz EECI était construite)

3.3. CONVERSION DES CENTRALES THERMIQUES EXISTANTES DE L'EECI (Y COMPRIS OPPORTUNITE DU CYCLE COMBINE POUR LES T.G. DE VRIDI).

Convertir, pour les centrales thermiques existantes qui le méritent, les turbines pour l'utilisation du gaz naturel

3.4. CONSTRUCTION D'UNE NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE.

Construction d'une nouvelle centrale thermique à Vridi, Youpougon ou en un autre lieu (1) utilisant le gaz naturel comme combustible

3.5. SYNTHÈSE DES CARBURANTS A PARTIR DU GAZ-NATUREL.

Synthèse des essence et du gas-oil a partir du méthane.

(1) Notamment en liaison avec un projet minier.

B. APPLICATIONS INDUSTRIELLES

Une seule application industrielle pour la valorisation des hydrocarbures liquides ou gazeux fait l'objet d'une analyse détaillée. D'autres idées ont été "testées" pour les consultants. Elles ont dû être écartées à la suite d'un premier examen:

IDEES DE PROJET	CONTRAINTES MAJEURES
Production d'Hydrogène par réformage du gaz naturel	<ul style="list-style-type: none">. Etroitesse du marché régional (contact Air Liquide C.I.). Pas de transport à longue distance de quantités importantes (qui correspondraient aux excédents d'une unité implantée en Côte d'Ivoire). Possibilité de production excédentaire à la SIR pour le marché local/régional
Production de Méthanol	<ul style="list-style-type: none">. La croissance du marché mondial est beaucoup plus lente que prévue; beaucoup d'unités exportatrices sont sous utilisées, donc pas d'opportunité.
Production d'Acide Acétique	<ul style="list-style-type: none">. Marché international étroit. Peu d'échanges intercontinentaux. La filière de production à partir du méthane (méthanol) n'existe qu'avec des unités de grande taille

3.6. PRODUCTIONS D'AMMONIAC ET D'UREE.

3.6.1. Consommations et Prix

Les prévisions de consommation locale à moyen terme (5 ans) d'ammoniac et d'urée sont respectivement d'environ 5000 et de 20000 tonnes par an.(annexe 2) Les projets analysés ici produisent dix fois plus que cette demande locale. La demande de la sous région n'est pas suffisamment élevée pour absorber la production envisagée. Dès lors, le projet doit être considéré comme dépendant de la demande sur les marchés internationaux.

En 1989, les prix internationaux des engrais ont fortement baissés. Les stocks ont atteints des niveaux très élevés. Fin 1989, le prix Fob Trinidad de l'ammoniac était de USD 80/tonne. Le prix Fob Mer Noire de l'urée en sac était de moins de USD 100/tonne.(annexe 3)

Nous retiendrons ces prix Fob Trinidad et Fob Mer Noire comme prix pour l'étude. Parmi les publications, ces prix de référence nous semblent être les plus proches de la réalité applicable au contexte de cette étude.

A titre d'information, pour calculer le prix C&F Europe occidentale (marché important le plus proche), il faudrait ajouter à ces prix Fob: DEM 210/M3 (USD 123) pour l'ammoniac (1 m3 d'ammoniac liquide = env. 1tonne) et DEM 130/tonne (USD 76) pour l'urée en sac, DEM 110/tonne (USD 65) pour l'urée en vrac. Néanmoins, ces tarifs ne tiennent pas compte d'éventuelles réductions pour des affrètements réguliers et très importants. Ne pouvant pas évaluer ces réductions avec une précision acceptable, notre étude sera basée sur les prix Fob définis au paragraphe précédent.

3.6.2. Production

De l'avis des bureaux d'ingénieries spécialisés dans le domaine azote-urée, un complexe ammoniac-urée a plus de chance d'être économiquement viable qu'une unité isolée d'ammoniac. D'autre part, la taille de ce complexe a une importance capitale. Une grosse unité de NH₃ (1000t/j) pourra être construite de telle manière à ce qu'elle produise l'électricité nécessaire à sa consommation (Investissement B, ci-dessous). Les rendements seront également meilleurs dans les grosses unités.

Nous avons demandé aux bureaux spécialisés dans l'ingénierie d'unités de production d'azote-urée, des coûts d'investissement et de fonctionnement pour des unités de petites tailles (<100 tonnes/jour); les unités décrites plus bas sont les plus petites unités actuellement réalisées. Certaines unités ont des capacités de 2000 tonnes par jour, la nouvelle taille standard. Les bureaux d'ingénieries ne réalisent plus de projets azote-urée pour des unités inférieures à 500 tonnes/jours.

La technologie actuelle permet les rendements suivants:

	Ammoniac		Urée
Production	500 t/j Inv. A	1000 t/j Inv. B	600 t/j Inv. A&B
Consommation par tonnes			
Gaz naturel	6.9 Gcal	6.64 Gcal	-
Eau	0.85m3	0.85m3	0.824m3
Electricité	230kWh	(auto production)	128kWh
Ammoniac	-	-	0.57 t
CO2	-	-	0.75 t

3.6.3. Etude d'opportunité

L'étude en annexe 4 est basée sur les hypothèses suivantes:

- Taux de change: 1 USD = 1.7 DEM
= 280 FCFA

Le dollar est la monnaie de référence pour l'ammoniac et l'urée; le Mark est la référence pour l'ingénierie de ce projet.

- Taux d'utilisation: 330 jours par an (sources: bureaux d'ingénieries)
- Amortissement des installations en 15 ans (sources: bureaux d'ingénieries)
- Coût de l'Eau: 300 FCFA/m³
- Coût de l'électricité: 12 FCFA/kWh (annexe 5)

Sur base de ces hypothèses, la production d'ammoniac et d'urée ne semble pas être une activité rentable en Côte d'Ivoire. En effet, les recettes annuelles ne couvrirait que la moitié des dépenses nécessaires pour une production correspondante à ces recettes. Le déficit serait de l'ordre de 30 millions de dollars par an. Proportionnellement, l'investissement B est légèrement moins déficitaire: les dépenses y étant couvertes à concurrence de 52 %, contre 47 % pour l'investissement A.

Enfin, une étude de sensibilité a été réalisée pour déterminer la rentabilité des investissements par rapport à différents niveaux de taux d'intérêt et de prix de cession du gaz naturel. Même en envisageant le cas extrême où le taux d'intérêt et le prix de cession du gaz sont nul, la rentabilité des projets reste négative.

Pour assurer la rentabilité du projet azote-urée avec les hypothèses de base, les prix internationaux devraient au moins doubler.

4. PROGRAMME D'ACTION PAR ACTEUR

Le programme d'action pour le 1er et le 2me axe stratégique a été défini avant le démarrage de ce projet (PASE et action de promotion de la Direction des Hydrocarbures). Nous avons souligné l'importance de poursuivre ces actions.

Pour le troisième axe stratégique, un programme d'action précis ne pourra être élaboré qu'une fois levées les incertitudes relatives à la disponibilité et au prix de cession des hydrocarbures.

Des études du chapitre précédent, il apparaît que dans le contexte actuel, aucune opportunité d'investissement industriel pour l'utilisation du gaz comme matière première n'est recommandable à court et moyen terme. Dès lors, il n'y a pas lieu de développer ici un programme d'action pour le 4me axe stratégique. Toutefois, une "veille" technique et économique pourra être mise en oeuvre au Ministère de l'Industrie et du Plan afin de suivre en permanence:

- la disponibilité et les prix de cession du gaz naturel en Côte d'Ivoire;
- les cours internationaux de l'ammoniac et de l'urée implantées.

Un changement important dans l'un et l'autre de ces domaines justifierait alors une nouvelle appréciation du projet.

4.1. LES ENTREPRISES INDUSTRIELLES

a) Acteurs

EECI, SIR et SMB, PETROCI, société de distribution du gaz et sociétés pétrolières internationales implantée en Côte d'Ivoire.

b) Objectifs

L'objectif qui leur est plus particulièrement assigné est celui d'améliorer leur efficacité dans l'exécution et la programmation de leurs services au public et aux industriels. Ces derniers se plaignent de coût des facteurs trop élevés par rapport aux pays concurrents. Une augmentation de la productivité dans la production de l'électricité et des carburants permettrait une réduction des coûts de production des industriels ivoiriens.

c) Actions

La poursuite des programmes de restructuration du secteur énergétique est prévue dans le cadre du Plan National de l'Energie et du Programme d'Ajustement du Secteur de l'Energie (PASE).

La concertation entre la PETROCI et l'EECI pour la programmation de leurs investissements respectifs est indispensable.

d) Echéances

Les deux processus ci-dessus sont en cours.

4.2. LES INSTITUTIONS PUBLIQUES

a) Acteurs

Gouvernement ivoirien

b) Objectifs

Le Gouvernement ivoirien, avec l'aide des institutions chargées d'exécuter sa politique, aura comme objectif de créer un environnement favorable au développement de la filière Pétrole-Gaz. Le degré d'incertitude concernant les données économiques de ce secteur est élevé (réserves et évolution des prix internationaux). Une certaine incertitude existe également au sujet de la politique du Gouvernement vis-à-vis des investisseurs étrangers.

c) Actions

Pour réduire quelque peu cette dernière incertitude, la première action du Gouvernement serait de faire une déclaration établissant les conditions offertes aux sociétés désirant participer au développement de la filière. Les thèmes à aborder dans cette déclaration seront:

- restructuration des sociétés publiques avec possibilités de participations privées...
- régime fiscal: rappatriement des bénéficiaires, taux de taxation, zone franche,...
- développement d'infrastructures publiques: parc industriel, transit maritime, école de formation technique,...

L'analyse de chaque thème dépasse le cadre de cette étude. L'action devra être menée à un niveau plus général, de manière à intégrer tous les aspects macroéconomiques d'une telle entreprise.

Plus spécifiquement par rapport à la filière Pétrole-Gaz, le Gouvernement poursuivra ses négociations avec les opérateurs pour la mise en valeur des champs pétroliers et gaziers ivoiriens. La Direction des Hydrocarbures, avec l'aide de bureaux spécialisés, négociera au cas par cas les contrats d'exploration et d'exploitation.

d) Echéances

L'échéance et le contenu de la déclaration Gouvernementale est lié à la finalisation des autres études sectorielles.

Au Ministère des Mines, la Direction des Hydrocarbures a déjà commencé son action de mise en valeur du bassin ivoirien.

ANNEXE I :

PRESENTATION 09-03-1990

Filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire.

République de Côte d'Ivoire

MINISTÈRE DE L'INDUSTRIE
ET DU PLAN

ORGANISATION DES NATIONS UNIES
POUR LE DÉVELOPPEMENT INDUSTRIEL

* *

*

DÉVELOPPEMENT DE LA FILIÈRE
PÉTROLE ET GAZ EN
CÔTE D'IVOIRE

Présentation du 9 Mars 1990
Sema Group

Filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire

O B J E C T I F S D E L ' E T U D E

* AIDER A LA DEFINITION D'UNE STRATEGIE DE DEVELOPPEMENT DE LA FILIERE

* ELABORER UN PLAN D'ACTION

Filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire

OBJECTIFS DE LA PRESENTATION

* CONCERTATION AVEC LE GROUPE STRATEGIQUE PETROLE/GAZ

* PRESENTER , DISCUTER ET FINALISER LE PREMIER RAPPORT INTERMEDIAIRE:

"BILAN-DIAGNOSTIC ET STRATEGIES ALTERNATIVES"

C O N T E N U D U R A P P O R T

- * Objectifs de la filière dans le cadre du Schéma Directeur Industriel

- * Analyse dynamique de la filière

- * Facteurs clés de succès dans les industries du pétrole et du gaz

- * Forces et faiblesses de la filière en Côte d'Ivoire

- * Propositions stratégiques

1. S I T U A T I O N A U D E B U T D E 1 9 9 0

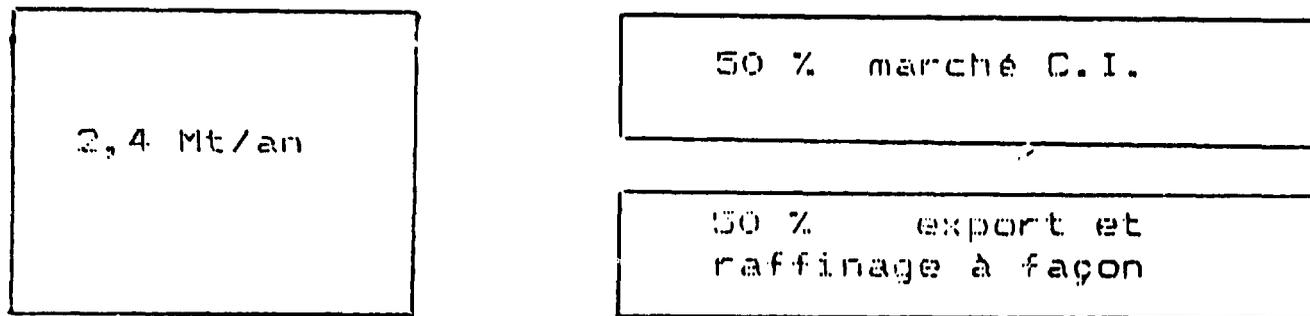
EXPLORATION => PRODUCTION => RAFFINAGE=> DISTRIBUTION

* Pas d'exploration -sauf APE4-

* Le gisement de Béliier est en déclin (moins de 100.000 t en 1990)

La production d'Espoir est arrêtée (récupération assistée nécessaire)

* Le bilan matière de la raffinerie est schématiquement le suivant:



* La distribution n'appelle pas de commentaires particuliers

Pétrole

2. ACTIONS EN COURS

Objectifs	Moyens	Echéances
EFFICACITE DES ACTEURS	* réorganisation de l'"amont"	en cours (FASE)
	* réorganisation du raffinage	pratiquement achevée
	* réorganisation stockage/distrib.	en cours (FASE)
RELANCE PRODUCTION	* mise en exploitation du bloc APE4	décision S.I.D.F.
	* réactivation Espoir	décision PETROCI
RELANCE EXPLORATION	* promotion du bassin - technique - juridique	1er semestre 90 (dossier)

Note: FASE: Programme d'Ajustement Sectoriel Energie (Banque Mondiale)

3. EVOLUTION DU SECTEUR

* PETROLE BRUT

- Faible croissance en volume
- Prix 20 US\$/bbl - tendance hausse modérée à MT - possibilités de mouvements brutaux à CT

Concurrence entre bassins / aux activités d'exploration

* PRODUITS RAFFINES

	National	Régional	International
MARCHE	STABLE	STAGNANT	FAIBLE CROISSANCE
TECHNOLOGIES	<- PROGRES REGULIERS - PAS DE RUPTURE MAJEURE ->		
CONCURRENCE	sans objet	NIGERIA	OPEP
DISTRIBUTION	Cf FASE	EXPORT	sans objet

Filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire

Gaz naturel

1. SITUATION AU DEBUT DE 1990

EXPLORATION => PRODUCTION => DISTRIBUTION

- * Forage d'appréciation "F1" sur "Foxtrot" PETROCI

- * Production de gaz associé à Béliér, utilisé à la SIR comme combustible

- * Gaz de Côte d'Ivoire gère quelques "mini-réseaux" mais il s'agit de distribution de GPL

Gaz naturel

2. A C T I O N S E N C O U R S

Objectifs	Moyens	Echéances
EFFICACITE DES ACTEURS et RELANCE EXPLORATION	* idem pétrole	en cours
PRODUCTION DE GAZ NATUREL	* exploitation Fox trot - appel d'offres - certification - contacts utilisateurs potentiels	28/03/90 Mai 90 préliminaires en cours

Gaz naturel

3. EVOLUTION DU SECTEUR

* Au niveau national -p.m.-

* Au niveau régional

projet Gaz Naturel Liquéfié de Bonny (Nigéria) pas encore finalisé

* Au niveau international

part croissante du gaz dans les bilans énergétiques, dont 15 % en tant que matière première

prix encore couplé avec celui du pétrole

technologies:

- progrès dans la synthèse des hydrocarbures liquides à partir du gaz naturel
- possibilité de développement de centrales thermiques à cycle combiné (turbine à gaz et à vapeur) et/ou cogénération (production d'électricité et de chaleur) à petite échelle

concurrence des fournisseurs voie gazoduc/liquéfaction (GNL)

O P T I O N S S T R A T E G I Q U E S

1. O P E R A T I O N S C O U R A N T E S

2. D E V E L O P P E M E N T P E T R O L E

3. D E V E L O P P E M E N T G A Z

3. 1. é n e r g i e

3. 2. m a t i è r e p r e m i è r e

N.B. LES OPTIONS CI-DESSUS NE S'EXCLUENT PAS MUTUELLEMENT

Choix de la stratégie

2. SEUILS STRATEGIQUES

* PRIX DU GAZ

Prix de cession maximum: 2,5 US\$/MBTU

Avec 10 milliards de m³ sur 20 ans le prix de revient du gaz Fox trot serait de l'ordre de 2 US\$/MBTU.

* VOLUMES MINI RESERVES RECUPERABLES

- Gaz naturel "énergie" 10 Milliards de m³

- Gaz naturel "matière première" 30 Milliards de m³

Choix de la stratégie

3. BILANS MATIERE GAZ

A N N E E 1 9 9 5
-en Millions de m³/an-

O F F R E

Foxtrot

Gas associé Espoir ou

Foxtrot additionnel

Autre gisement

500

750

>1650

500

500

500

-

250

250

-

-

>900

D E M A N D E

EECI

-TG

-TV

-nouv.unité 120MW

SIR

Industries Vridi

Unité ammoniac

500

740

1620

) env.

) env.

220

(340

(500

260

)

)

180

160

160

160

50

50

30

750

(40 t/j)

(1.000 t/j)

N.B. D'autres combinaisons de demande sont possibles: on a choisi celles-ci pour leur caractère didactique.

Choix de la stratégie

4. P R O C E S S U S D E D E C I S I O N

La décision de développer Foxtrot, une fois confirmées les réserves récupérables à un niveau minimum de 10 milliards de m³, ne peut être définitive qu'après le signature d'un contrat de type "take or pay". Le seul "client" potentiel apte à justifier ce développement est l'EECI. Or cette entreprise ne peut s'engager qu'après avoir défini sa structure de production à moyen et long terme.

L E S D E C I S I O N S C O N C E R N A N T S O U B R E
E T F O X T R O T S O N T I N T E R D E P E N D A N T E S .
E L L E S D E V R O N T E T R E S I M U L T A N E E S .

Filière pétrole-gaz en Côte d'Ivoire

R E C O M M A N D A T I O N S

O B J E C T I F S	M O Y E N S	A C T I O N S
EFFICACITE DU SECTEUR	RESTRUCTURATIONS EN COURS	POURSUIVRE
RELANCE EXPLORATION PETROLE ET GAZ	PROMOTION	DEVELOPPER
<p>MISE EN VALEUR GAZ NATUREL</p> <ul style="list-style-type: none"> - Foxtrot - Foxtrot additionnel ou Gaz Espoir - Autre gisement 	<ul style="list-style-type: none"> * Appel d'offres en cours * Certification réserves <ul style="list-style-type: none"> - si < 10 Md m³ - si > 10 Md m³ * Négociation EECI * Négociation SIR et industriels * Négociation projet ammoniac 	<ul style="list-style-type: none"> ? - ABANDON - NEGOCIATION EECI (ET SIR EVENT.) * EN PARALLELE SOUBRE (07/90) * A MENER SI RESERVES >15Mdm³ * A MENER SI RESERVES >30Mdm³

ANNEXE II :

HYPOTHESE DE CALCUL DANS LE DEMANDE DE GAZ

HYPOTHESE DE CALCUL DE LA DEMANDE DE GAZ EN 1995

1. Pour l'ECCI, on suppose :

- Dans le premier cas, la transformation de turbines à vapeur de Vridi produisant par exemple 400 Gwh/an et la réalisation d'une unité nouvelle de 120 MW produisant 800 GWh/an. Pour une production électrique totale de 1.200 GWh/an, la consommation de gaz serait de 340 Mdm³. D'autres combinaisons d'équipement et de production sont bien entendu possibles, par exemple :
 - ré-équipement des turbines à gaz de Vridi pour le fonctionnement au gaz, au lieu des turbines à vapeur,
 - pas de nouvelle centrale, mais remplacement des deux types d'installation existant à Vridi.
- Dans le second cas, les trois unités au gaz existeraient et la production électrique serait de 1.820 GWH, avec une consommation de gaz d'environ 500 Mm³, se répartissant par exemple entre :
 - nouvelle unité 770 GWh et 170 Mm³ de gaz,
 - T.V. Vridi 850 GWh et 260 Mm³,
 - T.G. Vridi 200 GWh et 80 Mm³.

- Dans le dernier cas, maximum, les trois unités au gaz existeraient également et la production électrique serait de 2.200 GWh, avec une consommation de gaz de 660 Mm3, se répartissant entre :
 - nouvelle unité 800 GWh et 180 Mm3 de gaz,
 - T.V. Vridi 850 GWh et 260 Mm3,
 - T.G. Vridi 550 GWh et 220 Mm3.

- 2. **Pour la SIR**, dont la consommation est supposée identique dans tous les cas, on s'est basé sur les données communiquées par cette entreprise et concernant la consommation possible de gaz compte-tenu des contraintes internes.

- 3. **Pour les autres industries de la zone de Vridi**, l'estimation faite en 1985 pour l'étude Gaz-Métro-Lavalin déjà citée à été reprise. Elle peut paraître aujourd'hui "optimiste" en raison des difficultés de certaines de ces entreprises.

4. Pour la production d'ammoniac, les données recueillies auprès de différentes ingénieries font apparaître les consommations suivantes :

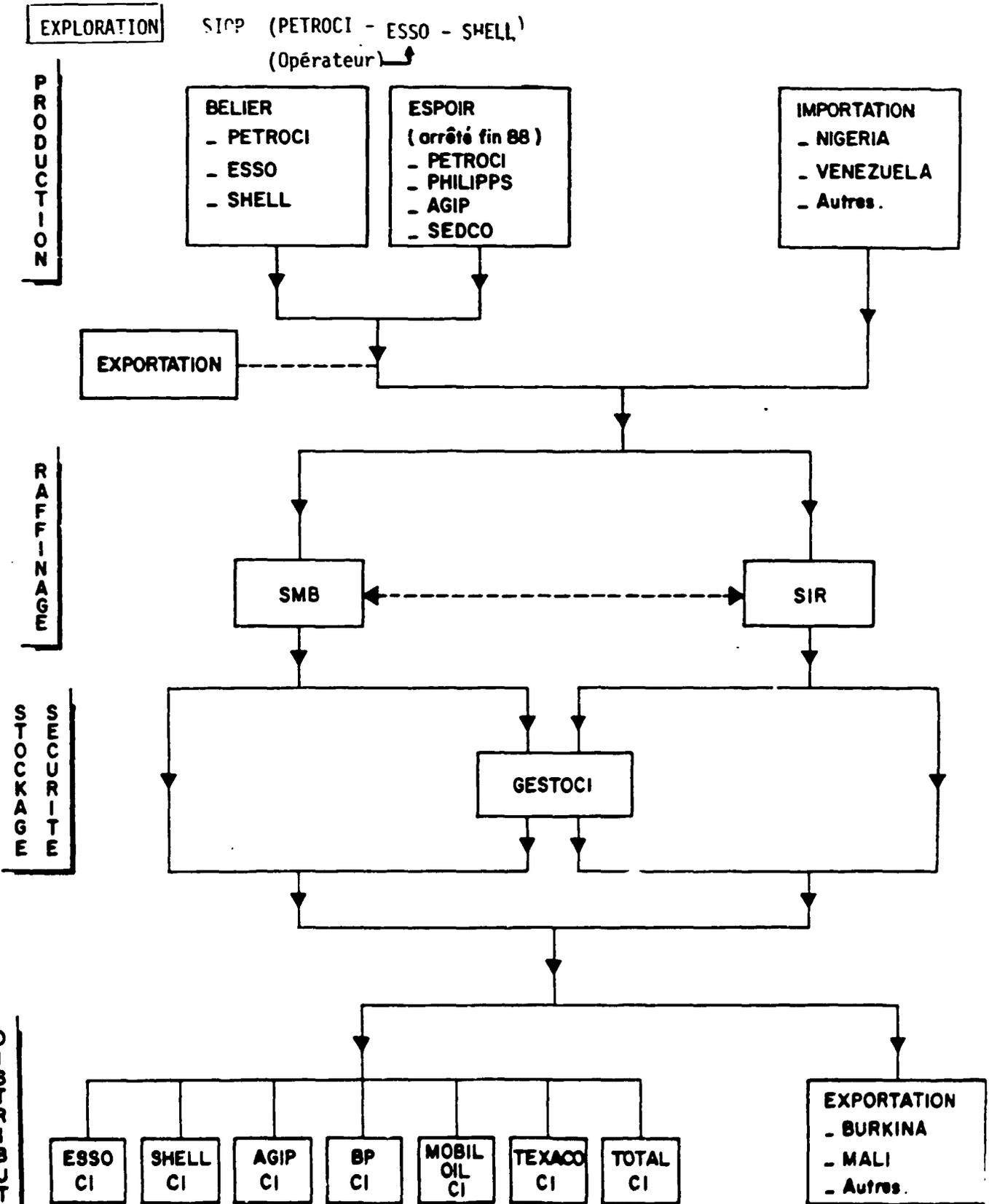
- pour une unité de 1.000 t/j (la taille "standard"), 750 Mm³ par an,
- pour une unité de 40 t/j telle qu'elle a été construite au Pakistan en 1972, 30 Mm³ par an.

Toute autre consommation a été exclue. La faisabilité économique de l'extension de réseaux de distribution dans Abidjan en dehors des usagers précis mentionnés ci-dessus apparaît, en effet, totalement improbable, selon toutes les études réalisées à ce jour et de l'avis de tous les experts rencontrés.

ANNEXE III :

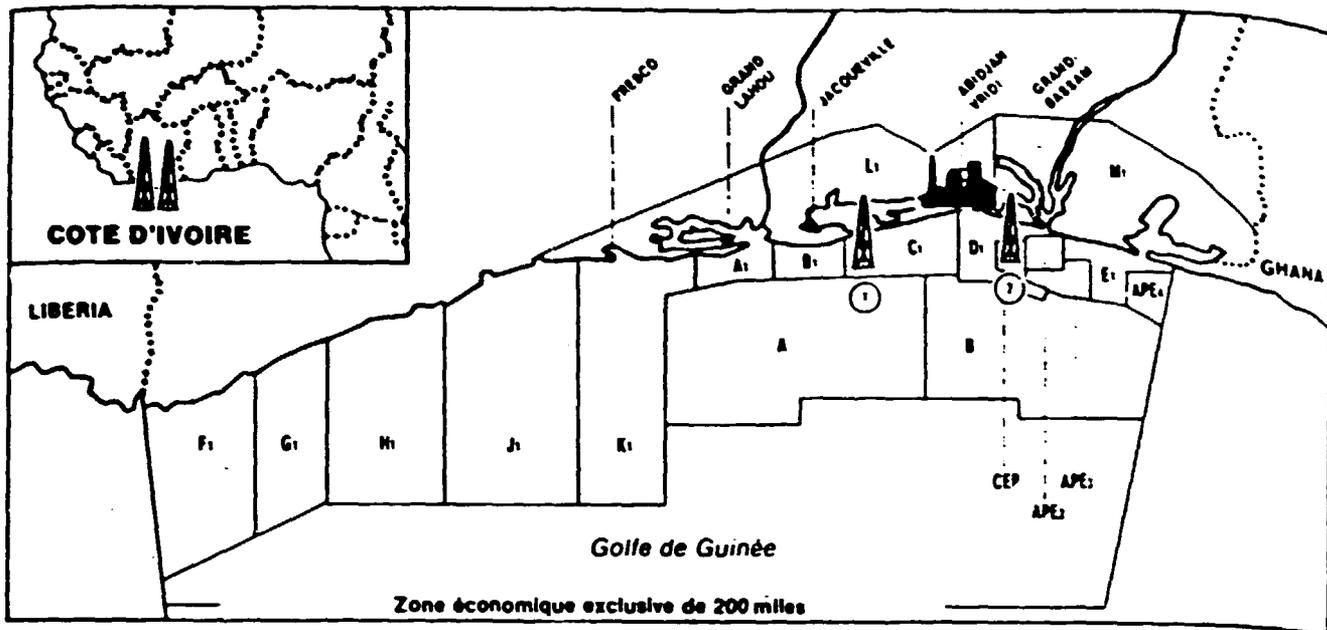
TABLEAUX STATISTIQUES DE BASE

ORGANIGRAMME DU SECTEUR DES HYDROCARBURES



Source: Plan National de l'Énergie DCGTX

PERMIS D'EXPLORATION ET GISEMENTS PETROLIERS



PERMIS ATTRIBUÉS AU 30 JUIN 1985

Permis	Type	Surface (km ²)	Opérateur
CEP 1	Production Offshore	230	S.I.O.P.
APE 4	Extension Offshore	358	S.I.O.P.
AB	Recherche Offshore	7770,34	Phillips
B1	Recherche Offshore	606	Phillips
C1	Recherche Offshore	1.100	Phillips
ESPOIR	Production Offshore	744,30	Phillips
A1	Recherche Offshore	550	AGIP
D1	Recherche Offshore	750	AGIP
E1	Recherche Offshore	780	AGIP
M1	Recherche Onshore	5.240	AGIP
K1	Recherche Offshore	5.200	TENNECO

★ Le 2 Octobre 1980, le Comité d'Opérations constitué par les représentants des titulaires du permis H décide de transférer les fonctions d'Opérateur de ESSO à S.I.O.P. à partir du 1^{er} Janvier 1981.

La superficie détenue par les sociétés pétrolières au 30 Juin 1985 est de 23 328,64 km². Elle représente 39 % de la superficie totale des permis qui est de 59 096,30 km².

LES COMPAGNIES PETROLIERES DISTRIBUTRICES

DE CARBURANTS ET LUBRIFIANTS.

	Statut	Date de création	Capital FCFA	Composition du capital
ESSO [*]	Société			
COTE D'IVOIRE S.A.	Anonyme	1965	300.000.000	100 % ESSO AFRICA
SHELL [*]	Société			50 % SHELL
COTE D'IVOIRE	Economie Mixte	1975	1.800.000.000	50 % PETROCI
AGIP [*]	Société			20 % AGIP PETROLI-S.P.A.
COTE D'IVOIRE	Anonyme	1960	600.000.000	80 % Hydrocarbon Holding CO
SOCIETE IVOIRIENNE DES PETROLES B.P. [*]	Société			50 % B.P. AFRICA
	Economie Mixte	1973	510.940.000	50 % PETROCI
MOBIL OIL [*]	Société			
COTE D'IVOIRE	Anonyme	1975	1.249.140.000	100 % MOBIL INT.
TEXACO [*]	Société			
COTE D'IVOIRE	Anonyme	1968	350.000.000	100 % TEXACO OVERSEAS
TOTAL [*]	Société			76,7 % TOTAL Afrique
COTE D'IVOIRE	Anonyme	1976	1.800.000.000	23,3 % Privés Ivoiriens
SIFAL	Société			500 % PETROCI
Société Ivoirienne de Fabrication de Lubrifiants	Economie Mixte	1966	140.000.000	10 % SHELL
				10 % B.P.
				15 % TOTAL
				15 % MOBIL

* Membre du G.P.P. (Groupement des Professionnels du Pétrole)

Tableau 1.1 : Evolution de la production ivoirienne de brut par gisement (en milliers de tonnes).

(Source : Direction des hydrocarbures (Ministère des Mines).

Gisement	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Bélier	78	390	439	344	319	239	259	260
Espoir	-	-	318	677	777	787	697	598
Total	78	390	757	1021	1096	1026	956	858

**Tableau 1.2 : Consommation nationale de pétrole brut ivoirien.
(milliers de tonnes)**

Source :

- Direction des hydrocarbures
- Port Autonome d'Abidjan.

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
Production de pétrole brut	78	390	757	1021	1096	1026	956	858
Raffinage SIR	11	328	457	623	732	869	769	658
Exportation	67	62	300	398	364	157	187	--
Rapport SIR (%) Production	14 %	84 %	60 %	51 %	67 %	85 %	80 %	100 %

Source: Plan National de l'Energie - DCGTX

Tableau 1.3 : Evolution des importations de pétrole brut.

Années	Tonnage	Croissance annuelle %
1959	204.948 t	
1966	644.498 t	+ 17,8
1970	757.061 t	+ 4,1
1972	1.072.409 t	+ 19,0
1975	1.378.000 t	+ 10
1978-79	1.831.000 t	+ 5,5
1979-80	1.933.000 t	+ 7,8
1980-81	1.480.000 t	- 23,4
1981-82	1.466.000 t	- 0,9
1982-83	1.069.000 t	- 27
1983-84	933.000 t	- 12,7
1984-85	623.000 t	- 33,2
1985-86	1.140.000 t	+ 83,0
1986-87	841.000 t	- 26,2

Tableau 1.4 : Analyse des achats de la SIR
(en milliers de tonnes).

(Source : SIR)

	84-85	85-86	86-87
BELIER	265,1	241,6	235,7
ESPOIR	604,3	527,2	621,9
AUTRES BRUTS	431,8	999,1	733,9
TOTAL BRUT	1 301,2	1 767,9	1 591,5
RAT	343,9	363,4	402,7
GAZ SIOP	12,1	18,3	14,1
AUTRES MATIERES PREMIERES	100,4	127,2	339,4
TOTAL MATIERES PREMIERES	112,5	145,5	353,5
PRODUITS SMB	94,6	43,7	66,8
TOTAL HORS ECHANGE	1 852,3	2 320,5	2 410,8
ECHANGES	122,1	192,1	134,4
TOTAL GENERAL	1 974,5	2 512,6	2 545,2

Tableau 1.5 : Analyse des ventes de la SIR
(en milliers de tonnes).

(Source : SIR)

	84-85	85-86	86-87
Marché terre COTE D'IVOIRE	900,8	850,3	1 128,2
Avitaillements nationaux	35,8	39,0	24,9
Ventes à SMB	2,7	11,5	--
TOTAL MARCHÉ INTERIEUR	939,3	900,8	1 153,1
Ventes au BURKINA FASO	82,0	54,3	1,9
Ventes au MALI	89,2	48,8	34,2
TOTAL ZONE DE DESSERTE	1 110,5	1 003,9	1 189,2
Avitaillements internationaux	184,6	269,0	262,6
Exportations	526,1	711,7	703,2
TOTAL (HORS ECHANGES)	1 821,2	1 984,6	2 155,0
Echanges et équivalences	118,9	198,2	177,1
TOTAL GENERAL	1 940,1	2 182,8	2 332,1

Tableau 1.6.

Statistiques sur les achats et la production de la SIR
pour l'exercice 85-86 (en TM)

ACHATS DESTINES A LA PRODUCTION					PRODUCTION DE BIENS ET SERVICES				
	Stock du 1/10/85	Achat	Quantite traitee	Stock au 30/09/86		Stock du 1/10/85	Production	Vente	Stock au 30/09/86
BELIER	3.858,4	241.599,3	242.756,4	22.696,3	Butane commercial	2.379,8	22.456,3	22.168,5	2.667,6
ESPOIR	-	527.170,8	527.170,8	-	Super carburant	25.092,1	150.282,2	153.815,2	21.559,1
NIGERIA MEDIUM	-	133.070,0	70.548,8	62.621,2	Essence	14.246,6	272.296,0	269.987,0	16.555,6
NIGERIA LIGHT	-	134.640,6	112.475,5	22.165,1	Lampant (JET A1)	11.052,6	453.857,7	448.568,5	16.359,4
NIGERIA ESCRAVOS	-	172.622,1	172.692,1	-	Gas-oil	14.002,8	552.567,5	545.903,3	20.667,0
NIGERIA FORCADOS	-	503.455,5	503.455,5	-	DDO	23.859,3	152.756,4	171.829,8	4.785,9
Condensat	-	55.345,4	55.345,4	-	Fuel oil 180	14.488,0	161.265,4	172.562,9	3.190,5
Fuel oil 380	-	75.080,7	75.080,7	-	Fuel oil 380	40.773,8	124.444,2	138.669,1	26.548,9
Residu atmospherique	4.855,0	363.402,7	342.258,0	25.999,7	HVO	7.477,7	54.567,4	49.809,1	12.235,5
LCO	13.881,9	42.980,7	55.122,0	1.740,6	SLURRY	3.740,9	(3.750,9)	-	-
Base gas-oil	-	7.961,1	7.961,1	-	Produits finis a SMB	-	11.477,6	11.477,6	-
HVO	-	1.078,3	1.078,3	-	Echanges	-	198.181,1	198.181,1	-
Gas slop	-	18.337,7	18.337,7	-	Contenu des unites	-	449,0	-	449,0
Produits SMB	19.338,7	-	(5.813,4)	25.152,1					
Echanges	-	192.068,4	192.068,4	-					
TOTAL	41.934,0	2.512.612,3	2.394.171,3	160.375,0	TOTAL	157.113,2	2.150.797,8	2.182.892,5	125.018,5

Source: Plan National de l'Energie - DCGTX

Tableau 2. - Evolution des ventes interieures de produits petroliers

	1978	1979	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987
GPL (TM)	11 028	12 919	15 195	16 113	18 245	19 134	19 199	19 495	21 493	22 133
Essence (m ³)	139 099	144 938	150 270	137 851	126 736	105 972	96 853	108 224	110 802	101 748
Super (m ³)	193 681	216 404	228 164	225 084	206 795	197 635	181 451	170 443	162 965	163 309
Petrole (m ³)	58 385	61 983	76 005	79 459	82 659	82 869	87 265	90 820	83 161	78 098
Kerosene (m ³)	127 256	134 131	144 729	117 669	123 965	119 420	110 295	114 685	105 846	111 586
Avgas (m ³)	3 100	3 509	3 088	2 973	2 327	1 941	1 857	2 095	566	742
Gas-oil (hors EECI) (m ³)	262 519	407 394	394 636	372 962	346 488	343 921	325 693	309 940	288 920	300 536
Gas-oil EECI (m ³)	10 380	2 550	98	353	111	17 167	14 423	105	0	8 646
DDO (hors EECI) (TM)	57 075	54 822	69 560	74 504	79 437	80 073	64 392	79 793	102 806	93 494
DDO (EECI) (TM)	29 844	31 059	21 012	17 775	20 091	22 566	40 907	23 407	56 560	83 488
Floul (hors EECI) (TM)	99 797	109 993	105 071	220 800	85 347	126 862	72 191	87 191	72 923	69 204
Floul (EECI) (TM)	318 148	218 999	105 428	36 881	51 871	261 994	245 284	111 359	154 331	277 212
TOTAL (TM)	987 093	1 011 641	1 034 247	1 098 570	938 152	968 270	876 003	869 433	876 534	902 848

Source: Plan National de l'Energie - DCGTX

TABLEAU 3.1.

CONSOLIDATION DE LA DEMANDE INTERIEURE D'ENERGIE (1985-1986)

(en milliers de TEP)

SECTEUR	BIOMASSE				ELECTRICITE	HYDROCARBURES								TOTAL	
	BOIS	CHARBON DE BOIS	RESIDUS AGRICOLES	TOTAL		ESSENCE + SUPER	GAS-OIL	DDO	FUEL	AVGAS	AVJET	PETROLE LAMPANT	GPL		TOTAL
INDUSTRIEL	-	-	139	139	51	-	-	76	57	-	-	-	1	134	324
TERTIAIRE + ECLAIRAGE PUBLIC	156	73	-	229	60	-	-	2	-	-	-	9	4	15	304
RESIDENTIEL	1.112	193	-	1.305	42	-	-	-	-	-	-	66	17	83	1.430
TRANSPORTS	-	-	-	-	-	189	391	17	10	1*	9	-	-	617	617
AGRICULTURE ET PELME	-	-	-	-	-	28	9	-	-	-	-	-	-	37	37
TOTAL	1.268	266	139	1.673	153	217	400	95	67	1	9	75	22	886	2.712

Tableau 3.2.- BILAN ENERGETIQUE DE LA COTE D'IVOIRE (1986-87)

(en milliers de TEP)

Source : DCGTX

	ENERGIE PRIMAIRE					ENERGIE DERIVEE									
	Bois de feu	Residus agricoles et dechets ligneux	Hydro-electri.	Petrole brut	Autres Intrants Raffine.	Charbon de bois	Electri-cite	Butane	Super + Essence	Lampent + Kerosene	DOO + Gasoil	Fuel	Total Produits Pétroliers	Produits non energetiques	TOTAL
Offre brute															
Production	2358	500	219	858	-										3935
Importation				857	75		14	3					3		1629
Exportations primaires															(240)
Quantites inutilisees		(240)		45	(3)										42
Variations des stocks															
Offre total disponible	2358	260	219	1760	752		14	3					3		5366
Transformation															
Raffinage du petrole				(1760)	(752)			21	495	472	708	504	2200	86	(226)
Production de charbon	(1040)	(110)				276									(874)
Product. com. d'elec. d'origine thermique							102			(11)	(351)	(362)			(260)
Production commerciale d'hydroelectricite			(219)				75								(144)
Pertes de transport et de distribution							(31)								(31)
Variation des stocks								1	(8)	(8)	(9)	(6)	(30)		(30)
Offre nette	1318	150				276	160	25	487	464	688	147	1811	86	3801
Exportations secondaires															
Ventes de soutages									(262)	(301)	(195)	(1)	(759)	(54)	(813)
									(72)	(116)	(73)	(261)			(261)
Consom. Interieure nette	1318	150				276	160	25	225	91	377	73	791	32	2727
Industrie/Agriculture		150													
Tertiaire	162					76	52	1	28		80	58	167	32	401
Transport							62	5		10	2	17	17		317
Menages	1156					200	46	19	197	17	295	15	524		524
										64			83		1485

Source: Plan National de l'Energie - DCGTX

Tableau 3.3 - Estimation de la demande interieure d'energie (1995) (Mors consommations de production SIR et EECl)
(en milliers)

SECTEUR		BIOMASSE				ELECTRI- CITE	HYDROCARBURES									TOTAL
		BOIS	CHARBON DE BOIS	RESIDUS AGRICOLES	TOTAL		ESSENCE + SUPER	GAS-OIL	DDO	FUEL	AVGAS	AVJET	PETROLE LAMPANT	GPL	TOTAL	
		T	T	T	T		MWh	m ³	m ³	m ³	T	m ³	m ³	m ³	m ³	
INDUSTRIEL	1986	-	-	665	665	618	-	-	90	59	-	-	-	1	142	325
	1995	-	-	934	934	946	-	-	124	106	-	-	-	2	213	479
TERTIAIRE + ECLAIRAGE PUBLIC	1986	445	105	-	550	697	-	-	2	-	-	-	9	4	13	304
	1995	600	230	-	830	1.112	-	-	3	-	-	-	14	8	25	489
RESIDENTIEL	1986	3.080	290	-	3.360	482	-	-	2	-	-	-	78	17	79	1.400
	1995	3.615	643	-	4.258	790	-	-	-	-	-	-	103	39	122	1.906
TRANSPORTS	1986	-	-	-	-	-	236	450	8	10	1	11	-	-	577	617
	1995	-	-	-	-	-	334	644	11	10	1	28	-	-	827	884
AGRICULTURE ET PECHE	1986	-	-	-	-	-	35	11	-	-	-	-	-	-	35	37
	1995	-	-	-	-	-	46	32	-	-	-	-	-	-	60	64
TOTAL	1986	3.515	395	665	4.575	1.797	270	461	100	62	1	11	87	22	845	2.683
	1995	4.215	863	934	6.022	2.848	380	675	138	116	1	28	117	49	1.248	3.822

Tableau 3.4 - Croissance de la demande interieure d'energie (1995)

	Comparaison en unites propres				Comparaison en TEP				
	Unites x 1000	1986	1995	1995 ---- 1986	Unites x 1000	1986	1995	1995 ---- 1986	Croissance annuelle
Biomasse	T	4.575	6.022	1,31	TEP	1.643	2.272	1,38	3,7 x
Electricite	MWh	1.797	2.848	1,58	TEP	154	243	1,58	5,2 x
Hydrocarbures	T	845	1.248	1,47	TEP	886	1.307	1,47	4,3 x
Total	TEP	2.683	3.822	1,42	TEP	2.683	3.822	1,42	4 x

Source: Plan National de l'Energie - DCGTX

Tableau 4. - Bilan résumé des consommations d'énergie du secteur industrie (85-86) (hors SIR et EECI).

	ELECTRICITE	HYDROCARBURES			RESIDUS AGRICOLES	TOTAL
	MWh	FIQUIL T	DOO T	GPL T		TEP
Transformation agricole						
- Cacao	32.406	4.500	82	485	8.980	11.400
- Café	15.789	4.299	1.131	-	16.720	8.380
- Sucre	41.777	400	2.750	-	400.000	82.700
- Noix de coco	8.550	370	485	-	18.400	8.800
- Palmier à huile	5.003	650	3.500	-	112.000	35.500
- Coton	15.473	812	572	-	24.200	12.080
- Bois	20.049	1.000	18.940	-	400.000	132.640*
- Divers	48.627	2.500	3.500	-	-	10.200
Total secteur	179.311	14.831	30.960	485	980.300	301.700
Textile	140.210	21.287	560	339	-	34.700
Produits alimentaires	138.029	20.210	7.000	-	-	38.900
Construction TP	59.736	377	18.200	-	-	23.700
Chimie	9.736	799	15.000	-	-	16.600
Habillement	17.087	-	-	-	-	1.500
Equipement - Ménages	24.598	-	-	-	-	2.100
Divers	40.891	1.461	4.120	-	-	16.000
TOTAL	610.176	58.965	75.840	824	980.300	435.200

* dont 110.000 TEP vendues au secteur résidentiel

RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

1) Longueur des lignes (km)

Exercices	TENSION D'EXPLOITATION				Basse Tension	Ensemble
	225 kV	90 kV	30 kV	Total		
1960	-	127	206	333	222	555
1965	-	127	658	785	708	1 493
1970	-	298	1 701	1 999	1 290	3 289
1975	268	769	3 660	4 717	2 964	7 681
1979/80	1 424	1 069	5 672	8 166	4 909	13 075
1985/86	1 583	1 652	9 378	12 613	6 830	19 445
1987/88	1 734	2 343	10 948	15 025	7 591	22 616

2) Détail des lignes 225 kV

Lignes	Date de mise en service	km
Taabo - Abobo I	03-09-72	169,2
Taabo - Kossou	03-09-72	124,0
Taabo - Abobo II	02-12-78	170,8
Kossou - Bouaké II....	15-11-78	109,0
Taabo - Soubré	07-10-79	195,8
Soubré - San-Pédro..	13-10-79	117,1
Soubré - Buyo	13-10-79	82,2
Buyo - Man	14-10-79	193,2
Bouaké II - Ferké	14-05-80	233,8
Abobo - Vridi	02-07-80	29,0
Abobo - Prestée	08-11-83	219,9
Man - Laboa	29-03-88	151,0

5 - PRIX MOYEN DE VENTE (en Francs CFA)

Exer-cices	Basse Ten-sion	Moyen- Ten-sion	Haute Ten-sion	En-semble
1960	21,5	11,6	-	16,9
1965	16,3	9,1	-	12,9
1970	15,9	8,7	-	12,1
1975	26,2	17,0	10,0	20,6
79/80	32,4	23,9	11,5	28,9
85/86	59,5	38,1	18,1	46,1
87/88	59,7	38,0	19,0	46,1

3 - CONSOMMATION (MWh) DES DIX PREMIERS CLIENTS

Clients	1987/88	Variation %	Clients	1987/88	Variation %
1 E ^m Gontreville	49 900	+ 16,3	6 Blohorn	15 718	- 14,5
2 Cotivo	37 118	- 3,5	7 G ^m Moulins	14 953	+ 6,7
3 Utezi	24 718	- 1,9	8 Socimat	13 772	- 8,3
4 Sté de Ciments A	17 581	+ 7,5	9 Sodésucre	11 006	- 0,3
5 Hôtel Ivoire	17 425	- 1,8	10 Solibra	10 106	- 0,1

4 - EFFECTIF DU PERSONNEL

Directions	1970	1975	75/80	85/86	87/88
Production-Transport	292	529	696	771	734
Distribution	634	1 116	1 753	2 067	2 021
● Abidjan	164	293	627	793	704
● Centres Régionaux	470	823	1 134	1 274	1 317
Autres Directions	342	590	891	1 075	980
Ensemble	1 268	2 236	3 340	3 913	3 735



ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

DE LA

CÔTE D'IVOIRE

STATISTIQUES 1987/1988

1 - ASPECTS PRINCIPAUX

RUBRIQUES	EXERCICES		VARIATION %
	1987/88	1986/87	
PRODUCTION TOTALE (GWh)	2 309,7	2 230,9	+ 3,5
● Réseau interconnecté	2 250,8	2 043,3	+ 10,2
- Production hydraulique	1 216,3	877,7	+ 38,6
- Production thermique	1 034,8	1 165,6	- 11,3
● Centrales isolées	17,7	32,7	- 45,9
● Achats	41,4	154,9	- 73,3
VENTES (GWh)	1 934,2	1 868,5	+ 3,5
● Basse Tension	822,6	777,3	+ 5,8
● Moyenne Tension	997,7	979,3	+ 1,9
● Haute Tension	113,9	111,9	+ 1,8
● Très Haute Tension	-	-	-
Pointe (MW)	362	354	+ 2,3
Chiffre d'affaires (MF)	91 898	88 014	+ 4,4
Localités électrifiées	980	854	+ 14,8
Foyers Lumineux	144 547	136 863	+ 5,6

La production d'énergie électrique (toutes pertes comprises) est passée de 2 230,9 GWh en 1986/87 à 2 309,7 GWh en 1987/88, soit une hausse de 3,5 %. Elle a été assurée à raison de 52,7 % par les Centrales Hydrauliques, 45,5 % par les Centrales Thermiques et 1,8 % par les Achats.

En volume, les ventes d'énergie s'élèvent à 1 934,2 GWh, soit une augmentation de 3,5 %; en valeurs, elles correspondent à 89 239 Millions de Francs (hors pénalités, taxes et redevances). Le prix moyen de vente global du kWh s'établit à 46,14 Francs.

2 Production

2.1 - Evolution de l'énergie produite (GWh)

Exercices	THERMIQUE			Hydraulique	Achats	Ensemble	Mw
	Interconnecté	Isolé	Total				
1960	2	6	8	59	-	67	11
1965	54	25	79	141	-	220	37
1970	178	79	257	260	-	517	73
1975	525	54	579	383	-	962	158
1979/80	385	63	448	269	-	1 717	262
1985/86	412	43	455	1 387	218	2 060	327
1987/88	1 034	18	1 052	1 216	41	2 309	362

2.2 - Pointe sur le Réseau Interconnecté

2.3 - Equipement de production

a) Réseau Interconnecté

Ouvrages de Production	An. de mise en service	Nbre de group.	Puls. Instal. (MW)	Productible GWh (1)
Hydrauliques		15	604	2 532
Ayamé 1.....	1959	2	20	80
Ayamé 2.....	1965	2	30	120
Kossou.....	1972	3	174	450
Taabo.....	1979	3	210	960
Buyo.....	1980	3	165	900
Grah.....	1983	2	5	22
Thermiques		11	329	
Port.....	1963	3	15	
Vridi 1 et 2.....	1969	2	64	
Vridi 3 et 4.....	1976	2	150	
Turbines à gaz.....	1984	4	100	

b) Centrales Isolées

Elément	Nombre
Centrale Groupe	12
	28

c) Puissance Installée des centrales isolées

Exercices	(MW)
1960	7
1965	16
1970	31
1975	32
1979/80	49
1985/86	21
1987/88	4

(1) Année moyenne et Kossou rempli

3 - ÉNERGIE FACTURÉE 3.1 - ENSEMBLE (GWh)

Exercices	HAUTE ET MOYENNE TENSION									BASSE TENSION				Total Général		
	Agri-culture	Indust. Aliment.	Énergie Eau	Métaux mécan.	Textiles	Indust. du Bois	Chimie	Bâtiment	Services		Total	Domes-tique	Profes-sionnel		Eclair. public	Total
									Privés	Publics						
1970	1,2	34,2	13,5	8,2	24,9	8,1	21,1	21,1	64,6	28,0	224,9	190,0	84,5	10,1	203,6	428,5
1975	3,1	60,0	28,7	16,0	70,3	15,9	37,4	36,1	106,1	86,7	440,2	217,1	114,3	19,0	350,4	790,6
79/80	14,8	103,4	68,9	27,6	154,4	23,9	66,6	59,2	188,2	126,7	833,8	445,8	198,7	43,8	688,2	1521,9
85/86	45,8	128,1	77,6	27,1	169,7	22,2	85,8	59,6	237,6	167,8	1021,3	482,7	187,2	98,6	768,7	1790,0
86/87	67,2	129,2	76,8	27,8	172,8	33,9	87,8	64,2	249,9	181,4	1091,2	498,0	193,3	85,9	777,3	1868,5
87/88	70,3	123,3	80,9	28,7	173,2	38,0	86,7	70,5	249,0	191,0	1111,6	533,9	205,9	82,8	822,6	1934,2

3.2 - Répartition par centres:

Centres	BASSE TENSION				Moyen. et Haut. Tens.	Ensemble
	Usages Domes.	Usages Profes.	Eclair. Public.	Total		
CONSOMMATION (Mwh)						
Abidjan Sud	126 869	48 715	6 942	182 526	320 956	503 484
Yopougon	43 466	6 999	7 068	57 533	74 865	132 418
Abidjan Nord	161 850	59 687	9 154	230 691	277 187	507 878
Abobo	60 624	19 306	8 258	88 188	116 635	204 823
Abengourou	16 220	9 588	4 300	30 108	9 892	40 000
Bouaké	31 855	12 783	11 824	56 442	94 042	150 484
Daloa	19 004	9 814	4 526	33 344	31 482	64 826
Gagnoa	25 329	13 626	3 962	42 917	32 721	75 638
Korhogo	16 751	9 677	6 638	33 066	48 039	81 105
Man	11 452	7 914	4 431	23 797	12 565	36 382
Yamoussoukro	20 488	7 837	15 667	44 012	93 162	137 174
Total	533 908	205 926	82 790	822 624	1 111 566	1 934 212
NOMBRE D'ABONNÉS						
Abidjan Sud	47 252	5 407	235	52 894	471	53 365
Yopougon	35 772	1 859	153	37 784	141	37 925
Abidjan Nord	41 545	5 217	292	47 054	317	47 371
Abobo	69 410	7 904	477	77 791	206	77 997
Abengourou	20 435	3 453	213	24 101	53	24 154
Bouaké	31 862	4 464	433	36 759	136	36 895
Daloa	17 259	3 545	186	20 990	81	21 071
Gagnoa	20 571	4 262	211	25 044	118	25 162
Korhogo	20 136	2 857	279	23 272	87	23 359
Man	13 249	3 450	259	16 958	59	17 017
Yamoussoukro	16 191	2 462	389	19 042	113	19 155
Total	333 682	44 660	3 127	381 669	1 782	383 471

ANNEXE IV:

FILIERE PETROLE GAZ

FICHE PROJET (Energie)

Nom du projet: CONVERSION SIR

Description sommaire:

Utiliser dans toute la mesure du possible les ressources en gaz naturel pour les besoins énergétiques de la raffinerie en substitution aux produits pétroliers (fuel et GPL)

N.B. le gaz de raffinerie (autoproduit) continuera à être utilisé

Technologie mises en oeuvre et détenteurs:

- Remplacement des brûleurs des fours et des chaudières prévus pour le fuel exclusivement par des brûleurs utilisant également le gaz naturel.
- Réglage des brûleurs qui utilisent d'ores et déjà le gaz de raffinerie et/ou le GPL.
- Technologie facilement disponible auprès des fournisseurs d'équipement.

Bilan économique:

- Investissement: non étudié (inférieur à 1 M \$ probablement) à financer sur fonds propres de la SIR
- Fonctionnement: fuel + Butane 250.000 t/an soit environ 20 M \$ Gaz naturel 250 M m³/an soit environ 20 M \$
(à 2,5 \$/MBTU)
- Différence par rapport à la situation présente:
 - . Pas de gain important de coût d'exploitation si le gaz est vendu à 2,5 \$/MBTU (la vente des produits pétroliers compense le coût d'achat du gaz naturel)
 - . à 2 \$/MBTU, la SIR économiserait 4 M \$/an
- Bilan devises:
 - . Si les produits pétroliers non consommés étaient exportés le pays gagnerait 20 M \$

Retombées économiques attendues:

- Valeur ajoutée nationale: - non significative -
- Emploi: - non significative -

FILIERE PETROLE GAZ

FICHE PROJET (Energie)

Nom du projet: CONVERSION INDUSTRIE VRIDI

Description sommaire:

Construire un réseau de gaz naturel pour alimenter les grands consommateurs industriels de Vridi (auxquels on ajouterait ceux de Youpougon si une centrale thermique gaz EECI y était construite)

Technologie mises en oeuvre et détenteurs:

- Réseaux de distribution de gaz
- Conversion des brûleurs de fours et de chaudières
- Technologies facilement disponibles auprès des fournisseurs d'équipement.

Bilan économique:

- Investissement: 2,5 M \$ pour l'industrie (sur fonds propres) + réseau de distribution (projet sur financement international)
- Fonctionnement: 50 M m³ de gaz se substitueraient à 50.000 t de produits pétroliers
- Différence par rapport à la situation présente:
 - . Pas de gain important si le gaz est vendu à 2,5 \$/MBTU
 - . à 2 \$/MBTU, les industries économiseraient dans leur ensemble 0,8 m \$/an (ce qui représente un temps de retour moyen sur investissement de 3 ans)
- Bilan devises:
 - . Si les produits pétroliers non consommés étaient exportés le pays gagnerait 4 M \$

Retombées économiques attendues:

- Valeur ajoutée nationale: - non significative -
- Emploi: - non significative -

FILIERE PETROLE GAZ

FICHE PROJET (Energie)

Nom du projet: CONVERSION CENTRALES THERMIQUES

Description sommaire:

Convertir, pour les centrales thermiques existantes qui le méritent, les turbines et/ou les chaudières pour l'utilisation du gaz naturel

Technologie mises en oeuvre et détenteurs:

- Conversion des turbines à gaz et des chaudières
- Technologie disponible auprès des fournisseurs d'équipement et des ingénieries internationales

N.B.: La réalisation en parallèle à la conversion des turbines à gaz d'une série de turbines à vapeur utilisant l'énergie des fumées améliorerait l'intérêt du projet de conversion (transformation en centrale à cycle combiné)

Bilan économique:

- Investissement: 2 M \$ pour les turbines à gaz de Vridi:) Financement
 10 M \$ pour les turbines a vapeur 3 et 4 de Vridi:} international
- Fonctionnement: entre 200 et 500 M m³/an de gaz remplaceraient des produits pétroliers et des ressources hydrauliques
- Différence par rapport à la situation présente:
Difficile à évaluer: les centrales thermiques gaz fonctionneraient en base en raison d'un contrat "take or pay"; elle permettraient l'optimisation du remplissage du système hydro-électrique
- Bilan devises:
. idem

Retombées économiques attendues:

- Valeur ajoutée nationale: oui, durant la phase de modification
- Emploi: - non significative -

FILIERE PETROLE GAZ

FICHE PROJET (Energie)

Nom du projet: NOUVELLE CENTRALE THERMIQUE

Description sommaire:

Construction d'une nouvelle centrale thermique à Vridi, Youpougon ou un autre site utilisant le gaz naturel comme combustible

Technologie mises en oeuvre et détenteurs:

- soit centrale thermique à vapeur
- soit centrale thermique à cycle combiné

- technologie disponible auprès des fournisseurs d'équipement et des ingénieries internationales

Bilan économique:

- Investissement: pour 120 MW en cycle combiné, de l'ordre de 100 M \$ (Source: EECI)
- Fonctionnement. pour 770 GWh/an, environ 170 M m³ soit 14 M USD
- Différence par rapport à la situation présente:
 - à évaluer en fonction de l'opportunité de repousser la construction du barrage de SOUBRE beaucoup plus coûteuse en termes d'investissement
- Bilan devises:
 - neutre durant le fonctionnement, gaz naturel et énergie hydraulique étant d'origine nationale

Retombées économiques attendues:

- Valeur ajoutée nationale: - non connues -
- Emploi: - non connues -

FILIERE PETROLE GAZ

FICHE PROJET (Energie)
Nom du projet: SYNTHESE DES CARBURANTS
<u>Description sommaire:</u> Synthèse des essence et du gas-oil a partir du méthane
<u>Technologie mises en oeuvre et détenteurs:</u> Premier projet industriel en demanage sur technologie SHELL en Malaisie en 1990
<u>Bilan économique:</u> Pas d'information disponible: à étudier en détail en cas de découverte très importante de gaz (plus de 100 Md m ³ recupérables)
<u>Retombées économiques attendues:</u> <ul style="list-style-type: none">● Valeur ajoutée nationale: importante ● Emploi: - non connues -

ANNEXE V:

VENTES ENGRAIS EN COTE D'IVOIRE

ANNEXE Va

FRUITS : VENTES EN COTE D'IVOIRE

E N G R A I S	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87
ENGRAIS SIMPLES					
Uréa	12 800	16 268	19 450	16 999	15 000
Ammonitrate	-	197	202	100	18
Phosphate tribasique	-	345	4 500	2 500	4 200
Superphosphate simple	6 000	7 518	4 150	440	500
Superphosphate triple	-	2 720	3 950	200	2 000
Sulfate d'Ammonium	-	-	116	-	-
Superphat	-	-	323	-	-
Superphosphate	-	-	-	-	-
Superphosphate naturel	13 800	27 560	21 685	11 200	15 500
Superphosphate potassique	4 000	5 940	6 600	6 000	4 400
Total engrais simples	38 600	60 548	60 976	37 439	41 787
ENGRAIS COMPOSÉS					
Superphosphate + Uréa	-	-	-	54	200
Superphosphate + Uréa + 4 Ngo	-	187	3 193	850	250
Superphosphate + Uréa + 4 Ngo	6 638	3 340	322	1 840	400
Superphosphate + Uréa	1 932	2 467	1 198	2 728	2 200
Superphosphate + Uréa + 1 Ngo	29 323	30 900	38 910	30 000	35 000
Superphosphate + Uréa	3 536	-	-	-	-
Superphosphate + Uréa + 2 Ngo	-	-	2 700	-	3 000
Superphosphate + Uréa	557	795	-	-	-
Superphosphate + Uréa	-	-	-	-	-
Superphosphate + Uréa + 2 Ngo	591	62	137	200	170
Superphosphate + Uréa	1 870	147	-	-	-
Total engrais composés	45 449	37 898	46 460	35 672	41 480
AMENDEMENTS					
Solamine	...	323	2 480	1 520	1 000
Superphosphate + Uréa	...	-	370	680	-
Superphosphate	...	1 866	2 000	-	400
Total Amendements	...	2 189	4 850	2 200	1 400
Total Engrais et Amendements	85 049	100 635	112 286	75 311	84 627

SOURCE : STZPC et SODESUCRE.

ENGRAIS : PRODUCTION ET VENTES D'ENGRAIS PAR LA SIVENG EN 1986/87

F O R M U L E S	TONNES				
	PRODUC - TION	IMPOR - TATIONS	UTILISATION DANS LE CY- CLE DE FAB- RICATION	VENTES LOCALES	EXPOR - TATIONS
Sulfate d'ammoniaque	-	11 803	10 149	1 877	-
Super phosphate simple	5 348	-	5 437	1 881	447
Super phosphate triple	-	94	94	-	-
ENGRAIS SIMPLES	5 348	11 897	15 680	3 758	447
8 - 5 - 20 C + 4 Kgo	-	-	-	450	-
8 - 5 - 20 S + 4 Kgo	593	-	-	1 236	-
10 - 13 - 18	4 802	-	-	4 318	-
10 - 13 - 18 - + 1 Bor	28 556	-	-	24 782	-
14 - 10 - 12 S + 2 Kgo	-	-	-	118	-
13-20-15-6 S + 1 B ² O ³	-	-	-	-	-
13-24-14-6 S + 1 B ² O ³	-	-	-	-	-
14-23-14-6 S + 1 B ² O ³	6 020	-	-	-	6000
Autres	25 460	-	-	4 462	21 000
ENGRAIS COMPOSES	65 431	-	-	35 356	21 000
T O T A L	70 779	11 897	15 680	39 124	21 447

SOURCE : Société Ivoirienne d'Engrais (SIVENG)

ENGRAIS : PRODUCTION D'ENGRAIS PAR LA SIVENG

F O R M U L E S	TONNES				
	1982/83	1983/84	1984/85	1985/86	1986/87
Super Phosphate Simple	9 440	5 864	8 675	10 279	5 348
Phosphate Tricalcique	54	298	-	-	-
Engrais Composés	72 348	65 680	88 212	66 345	65 431
T O T A L	81 842	71 842	96 887	76 624	70 779

SOURCE : Société Ivoirienne d'Engrais (SIVENG).

ANNEXE VI:

MARCHE MONDIAL DE L'UREE ET D'AMMONIAC

AMMONIA

Decade ends on sour note

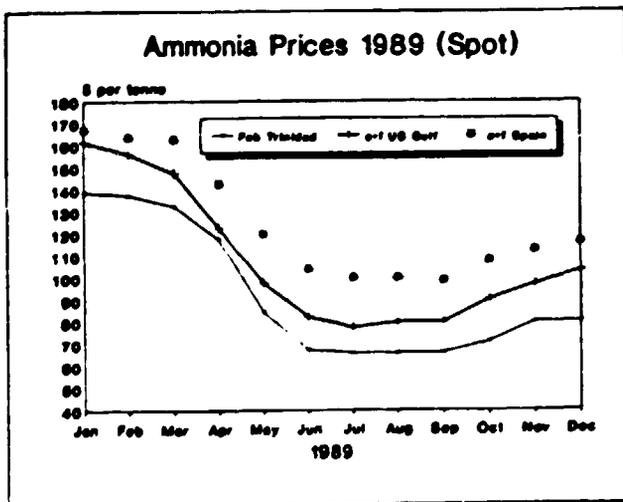
THE events of 1989, the final year of the decade, once again demonstrated that nothing can be taken for granted in the ammonia market. The year was once again a traumatic one for producers worldwide with prices falling to their lowest levels for 15 years, a development which came close to forcing even some of the more cost efficient producers to consider closing capacity. Over the decade as a whole, a number of hard lessons have been learned by producers and, hopefully, by some of the experienced market forecasters 1) that year on year price increases cannot be assumed as the ammonia market is cyclical in nature 2) the level at which each cycle peaks and troughs is heavily dependent on prevailing energy prices worldwide 3) that despite a near doubling in world seaborne trade, the impact of a new export orientated plant producing 500,000 tpa of ammonia will be significant 4) that the cash costs of Arabian Gulf producers are so low that fob levels of below \$30 pt will still not lead to plant closures. Conversely, if ammonia prices were to show signs of maintaining relatively high levels for a long period, producers in areas such as the Arabian Gulf would soon advance plans to add capacity. At the end of the 1970's, ammonia prices in N'W Europe were at around \$155 pt fob, \$50-\$55 pt above their end-1989 level.

Analysing 1989's events specifically, the seeds of despair were sown in January when it became apparent that the Arabian Gulf producers were unlikely to be able to commit any tonnage to India due to the deadlock over phosphoric acid negotiations. A glance at the accompanying graph clearly illustrates the impact of this but there were also many other contributory factors. For example, as so often happens, the US domestic season failed to live up to expectations leading one importer,

which had contracted to bring in over 100,000 tonnes of Arabian Gulf ammonia, to resort to shipping material out of the US Gulf with no destination determined. In Europe meanwhile, a mild winter coupled with reduced nitrogen demand in key markets such as Spain produced a collapse in c&f levels from March onwards with levels of below \$100 pt c&f becoming apparent in September.

Over the traditionally weak June-September period ammonia prices hovered at near their year lows with Tampa prices in the mid \$70's pt c&f range, large buyers in the Mediterranean and Europe able to purchase in the \$80's pt c&f and, in the Far East, buyers in both Taiwan and South Korea able to secure tonnage at sub \$100 pt c&f. Large volumes of ammonia emerging via countertrade channels from the USSR added significantly to producers' woes during this period.

Economically motivated and unscheduled plant shutdowns in Europe, the attempts of buyers to lock in forward tonnage at cheap prices and the return of India to the market for AG product, brought a recovery in ammonia prices in the fourth quarter. However, it is worth noting that much of the increase in c&f levels was due to higher freight rates. Moreover, in the US the recovery was stunted by the availability of regular volumes of Mexican ammonia while in Europe and the Med, the availability of cheap countertrade ammonia ex-USSR continued to overhang the market. However, by year end the Soviet export organisation was tightening its grip on the marketing of this tonnage.



NITROGEN

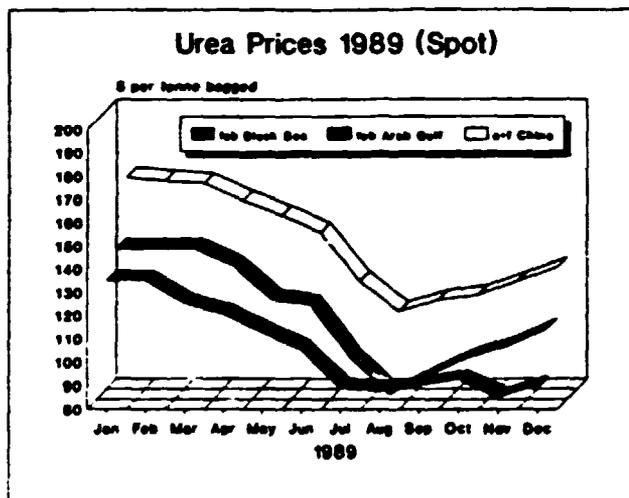
Fourth quarter rally brings optimistic end to 1989

THE international urea market's unhealthy dependence on China was once again demonstrated to the full in 1989. The level of purchasing by the Chinese state organisation Sinochem was consistently lower than in the previous record import year of 1988 while in June the domestic crisis in China brought an unexpected shockwave to an already weakening market.

The year had started with producers and traders in relatively optimistic mood. Prices for urea in China were around \$170 pt c&f in bags while in the USA, importers who had lined up large volumes of urea at high prices for the spring season, were hoping for a good domestic offtake and a buoyant market over February/March. However, as the quarter progressed the Chinese became increasingly reluctant to meet

Sinochem continued its policy of picking off spot cargoes at ever lower prices from traders throughout July/August and this, together with a refusal to conclude a second half contract with the Arabian Gulf producers spelt disaster for fob returns. Urea prices in the Arabian Gulf slipped to \$80-85 pt fob in bags in August although by the end of the month the first signs of recovery were on hand. Pakistan had entered the market for large volumes of urea while Sinochem itself had finally decided that the market would not go lower and opted to secure fourth quarter material from the Arabian Gulf at levels reflecting sub \$120 pt c&f in bags.

Although in contrast to 1988 heavy purchasing of prilled urea for shipment to the USA was not apparent in the fourth quarter of 1988 (importers have proven unwilling to risk a repeat of the huge losses encountered last time around), demand levels did pick up with Vietnam, the Philippines, Pakistan and the Chinese provinces purchasing urea at prices ahead of the levels Sinochem was prepared to pay. The year ended with Arabian Gulf producers having virtually committed all first quarter tonnage, including sizeable volumes to China, while, in contrast to the middle of the year, severe supply disruption was taking place in East Europe, most notably Romania. In early Jan., the Romanians banned all exports of fertilizers for three months, a development which has raised producers hopes of continuing price improvements through the first quarter of 1990.



suppliers' price levels, partly due to port congestion owed to the arrival of vast tonnages from contracts concluded in late 1988. In the USA meanwhile, optimism quickly faded as the market failed to respond. Many companies were left with huge inventories of unsold urea on barges and as the near panic clearance gained momentum, prices fell from \$142 p s.ton fob barge in January to \$134 p s.ton by the end of March, with trading volumes depressingly thin.

The slide in US prices accelerated during the second quarter such that by end May prills had slipped to sub \$100 p s.ton to capture export orders in Latin America. Confidence in the international outlook waned rapidly during June as the possible implications of a withdrawal from the market by Sinochem set in. The Chinese actually took advantage of the deteriorating situation and by end June sales of East European urea as low as \$125 pt c&f in bulk were being reported.

ANNEXE VII:

ETUDE D'OPPORTUNITE PROJET AZOTE-UREE

ANNEXE VII

ETUDE D'OPPORTUNITE

Investissement A: 500 t/j NH3 et 600 t/j Urée

Investissement B: 1000 t/j NH3 et 600 t/j Urée

HYPOTHESES

Taux de change 1 USD = 1.7 DEM
 1 USD = 260 F. CFA
Taux d'utilisation 330 Jours/an

Productions	INV. A	INV. B
NH3	500	1000 mt/j
Urée	600	600 mt/j
CO2	582	1164 mt/j

****RECETTES****

Production nette = production totale - consommations NH3 et CO2

Pour 10t Urée 0.57 mt NH3 et 0.75 mt CO2

NH3	52140	217140 mt p.a.
Urée	195000	198000 mt p.a.
CO2	43560	235620 mt p.a.

Prix FOB Abidjan

NH3	80 USD/mt	4.171	17.371 M USD
Urée	100 USD/mt	19.500	19.800 M USD
CO2	0	0.000	0.000 M USD

TOTAL RECETTES 23.971 37.171 M USD

****DEPENSES****

Investissement

Engineering, construction..	270	350 M DEM
Terrain, stockage...	30	50 M DEM
Transport équipements	10	13 M DEM

Investissement total 310 413 M DEM

Amortissement en 15 ans 20.667 27.533 M DEM

Remboursement investissement p.a. 12.157 16.196 M USD

Charge financière i = 10.00%

en moyenne sur 1/2 de l'investissement 9.116 12.147 M USD

Coûts de fonctionnement

Gas naturel CH4

1 M BTU = 2.5 USD

1m3 CH4 = 10000 kcal = 36316 BTU = 0.09579 USD

1mt NH3 = 6.9 6.64 G cal
1mt NH3 = 690 664 m3 CH4

Consommations de CH4 p.a. 113.55 219.12 M m3

Coût en CH4 p.a. 10.906 20.990 M USD

Eau H2O

1 m3 = 300 F CFA

Consommations NH3 0.65 0.55 m3/mt
Urée 0.524 0.624 m3/mt

Consommations d'Eau p.a. 0.303 0.444 M m3

Coût en Eau p.a. 91.021 133.096 M F CFA
0.325 0.475 M USD

Electricité

1 kWh = 12 F CFA

Consommations NH3 230 0 kWh/mt
Urée 125 125 kWh/mt

Consommations d'Electricite p.a. 63.294 25.344 GWh

Coût en Electricité p.a. 759.526 304.126 M F CFA
2.713 1.066 M USD

Maintenance et rechanges

Estimations : 4.00% 12.4 16.52 M DEM
de l'investissement 7.294 9.716 M USD

Salaires

Estimations basées sur la S.I.R. 2500 3000 M F CFA
6.929 10.714 M USD

TOTAL DEPENSES 51.441 71.320 M USD

RECETTES - DEPENSES -27.469 -34.155 M USD

RECETTES / DEPENSES 47% 52%

(RECETTES - DEPENSES)/INVESTISSEMENT -15% -14%

SENSIBILITE AU TAUX D'INTERET ET COUT DU GAZ NATUREL

(RECETTES - DEPENSES)/INVESTISSEMENT

INV. A		CH4 = USD/MBTU						
		-15%	0	0.5	1	1.5	2	2.5
I =	0%	0%	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-6%
	2%	2%	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-6%
	4%	4%	-2%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%
	6%	6%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%
	8%	8%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%	-9%

INV. B		CH4 = USD/MBTU						
		-14%	0	0.5	1	1.5	2	2.5
I =	0%	0%	0%	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%
	2%	2%	-1%	-2%	-3%	-4%	-5%	-6%
	4%	4%	-2%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%
	6%	6%	-3%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%
	8%	8%	-4%	-5%	-6%	-7%	-8%	-9%

SENSIBILITE AU PRIX DE VENTE DE NH3 ET DE L'UREE

(RECETTES - DEPENSES)/INVESTISSEMENT

INV. A		UREE = USD/TONNE						
		-15%	\$100	\$130	\$160	\$190	\$220	\$250
NH3 \$-T	\$80	-15%	-15%	-12%	-9%	-5%	-2%	1%
	\$110	-14%	-11%	-8%	-4%	-1%	2%	3%
	\$140	-13%	-10%	-7%	-4%	0%	3%	4%
	\$170	-12%	-9%	-6%	-3%	1%	4%	5%
	\$200	-11%	-8%	-5%	-2%	1%	5%	6%

INV. B		UREE = USD/TONNE						
		-14%	\$100	\$130	\$160	\$190	\$220	\$250
NH3 \$-T	\$80	-14%	-14%	-11%	-9%	-7%	-4%	-2%
	\$110	-13%	-11%	-8%	-6%	-4%	-2%	1%
	\$140	-12%	-10%	-7%	-5%	-3%	1%	4%
	\$170	-11%	-9%	-6%	-4%	-2%	2%	5%
	\$200	-10%	-8%	-5%	-3%	-1%	3%	6%

Les projets industriels implantés dans des zones peu industrialisées entraînent des coûts d'investissement et de fonctionnement généralement plus élevés que dans les pays industrialisés. Selon l'ONU/DI, l'indice d'implantation géographique est:

- pays industrialisé 1
- Moyen orient 1.26
- pays en voie de développement 1.53
- "remote location" 2.13

Pour les besoins de cette étude, nous n'avons pas utilisé ces coefficients, mais les valeurs communiquées par les ingénieries pour un projet localisé à Abidjan.

ANNEXE VIII:

TARIF DE L'ELECTRICITE

TARIFS HAUTE TENSION

L'EECI transporte l'énergie en 2 tensions (90 kV et 225 kV). Seules quelques grosses entreprises sont actuellement livrées en HT (90 kV): entreprises textiles et SIR. En ce qui concerne les frais d'installation et le comptage, ils sont à définir avec les Services Techniques et Commerciaux de l'EECI en raison de la spécificité de la fourniture. Seule figure donc ici le barème de facturation du courant (tarif borne poste 90 kV).

Tarification Haute Tension

TARIF	Prime fixe annuelle (F. par kW et par poste de livraison)	Prix d'énergie (en F. par kWh)		
		heures pleines (7h30 à 19h30 23h00 à 24h00)	heures de pointe (19h30 à 23h00)	heures creuses (0h00 à 7h30)
Tarif général	48,225	11,0	17,0	10,0
pour EECI		13,0	3,5	1,5

Prix moyen: 11,56 F/kWh
arrondi à 12 FCFA/kWh

ANNEXE IX:

PRESENTATION 18 MAI 1990

République de Côte d'Ivoire
MINISTERE DE L'INDUSTRIE
ET DU PLAN

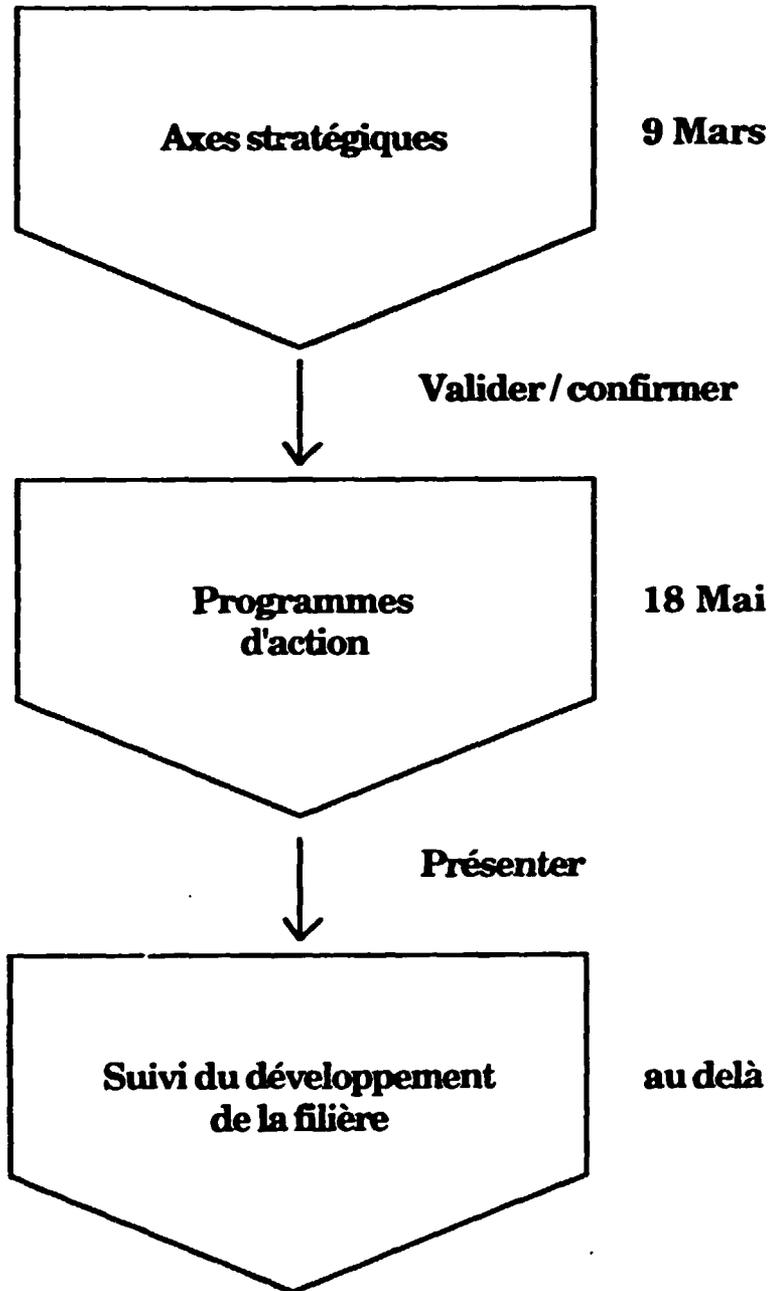
-
ONUDI
-

***Développement de la filière
Pétrole et Gaz en Côte d'Ivoire***

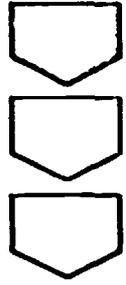
Présentation au groupe stratégique sectoriel

18 Mai 1990

Objectifs de la présentation au Groupe stratégique



Rappel : 4 axes stratégiques ont été approuvés ...



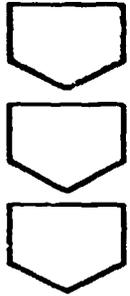
- **Améliorer l'efficacité du secteur**

- **Relancer l'exploration des hydrocarbures.**

- **Développer l'utilisation du gaz naturel "énergie"**

- **Développer l'utilisation du gaz naturel "matière première"**

... Certains axes stratégiques ne se concrétisant que si certaines conditions sont réunies



Axe stratégique	Conditions
Efficacité	Pas de condition
Relance exploration	Pas de condition
Gaz énergie	- R > 10 MdM ³ - P = 2,5 \$ / MBTU environ
Gaz matière première	- R > 30 Md M ³ - Faisabilité projet (s)

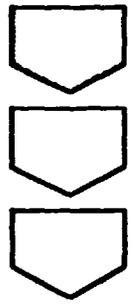
**Légende : R = Réserves récupérables sur environ 20 ans
P = Prix de cession possible**

Depuis le mois de Mars 90, certaines incertitudes se sont réduites



- **Selon plusieurs sources, le volume des réserves récupérables et les coûts de développement de Fox-Trot sont compatibles avec l'option gaz "énergie".**
- **La faisabilité d'un projet Ammoniac / Urée en Côte d'Ivoire est négative à court et moyen terme, compte tenu de l'environnement international.**

L'axe matière première ne peut donc pas se concrétiser pour le moment



- **Hydrogène, méthanol, acide acétique ne sont pas des opportunités**

- **Pour l'Ammoniac / Urée :**
 - **rentabilité largement négative aux conditions actuelles (environ - 15 %)**

 - **pour équilibrer le compte d'exploitation ; il faudrait**
 - **soit le doublement du prix international de ces produits**

 - **soit l'accès à du gaz naturel "gratuit"**

- **Ceci devra être réévalué dans plusieurs mois en fonction de l'évolution de la situation mondiale sur ces marchés**

Par contre, il y a une véritable urgence pour la mise en oeuvre des trois premiers axes



- **L'efficacité globale de la filière peut être largement améliorée**

- **Avec une production déclinante, la relance de l'exploitation est impérative**

- **Compte tenu des échéances du PASE, des choix seront faits prochainement, qui sont cruciaux pour le développement de Fox-Trot**

Le programme d'action pour la filière Pétrole - Gaz peut être précisé



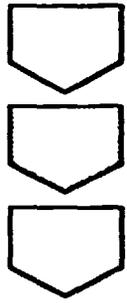
- **Efficacité**
 - Moins d'administration**
 - Plus de concurrence**

- **Exploration**
 - Conditions réalistes**

- **Gaz énergie**
 - Discussions directes**

Axe 1

Améliorer l'efficacité de la filière



■ Entreprises Publiques ou Privées

- **Poursuite des actions de restructuration en cours**
- **Privatisation possibles dans le cadre de l'ajustement macro économique en cours**
- **Prise en charge de l'ensemble de la chaîne :**
Production —► Transformation —► Stockage
—► Distribution, par des entreprises soumises à une concurrence nationale ou internationale

■ Gouvernement

- **Définir un cadre réglementaire stable et simplifié**
- **Contrôle a posteriori de la compétitivité et de la réalité de la concurrence (Cf. P.N.E.)**

Axe 2

Relancer l'exploration

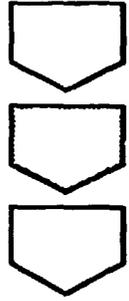


- **Action de promotion (en cours)**

- **Définition d'un cadre contractuel stable pour l'exploration / production**

Axe 3

Développer le gaz naturel "énergie"



- **On rappelle que les avantages clés de ce choix sont :**
 - **ressource nationale**
 - **répartition de l'investissement sur plusieurs opérateurs**
 - **opportunités de financements externes privés**

- **Compte tenu des volumes en jeu, les choix d'EECI sont déterminants pour la faisabilité du projet**

- **A moyen terme, la faisabilité du projet minier étudié par la SODEMI avec l'appui canadien pourrait être renforcé par l'existence de ressources gazières (gaz utilisé directement ou transformé en électricité)**

Axe 3 (Suite)

De véritables négociations contractuelles doivent s'engager immédiatement



■ Petroci/EECI

1 • Turbines à Gaz de Vridi (conversion possible)

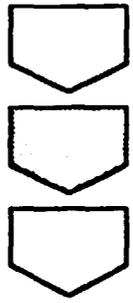
- 260 M M³/an (1992)
- Investissement environ : 0,6 Md FCFA
- + cycle combiné ?
- Parité HVO
- Take or pay ; 10 ans

2 • Turbines à vapeur 3 et 4 Vridi (conversion possible)

- 280 M M³/an (1992)
- Investissement : environ 3,7 Md FCFA
- Parité Fuel 380
- Take or pay ; 10 ans

Axe 3 (Suite)

Negotiations (Suite)



3 . Nouvelle centrale à cycle combiné 120 - 150 MW

- 170 M M³/ an (1995)
- Investissement alternatif à Soubré
- Localisation à préciser
- Parité Fuel (380)
- Take or pay ; 20 ans

■ Petroci/SIR

- 170 - 250 M M³/ an (1992)
- Investissement faible
- Parité Résidus
- Take or pay (5 ans renouvelable)

■ Toutes ces négociations doivent être "consolidées":

- Pour aboutir à une structure tarifaire unique
- Pour assurer à Petroci un débouché stable pour la durée de vie du gisement (20 ans)

La mise en oeuvre de cette stratégie et de ces programmes requiert un suivi



- **Ce groupe stratégique sectoriel peut être le lieu pour cet échange d'information**
- **Il sera réuni à l'initiative de l'ONUDI en coordination avec le P.N.E.**
- **Un premier point devra être fait début Juillet**