



**Centre Africain d'Etudes Supérieures en Gestion**

**Institut Supérieur de Comptabilité,  
de Banque et de Finance  
(ISCBF)**

**Diplôme d'Etudes Supérieures  
Spécialisées en Audit et Contrôle  
de Gestion**

**Promotion 18  
(2006-2007)**

**Mémoire de fin d'étude**

**THEME**

**La production indépendante d'électricité :  
une alternative face au déficit structurel de  
production de la SENELEC ? Cas de GTi Dakar**

**Présenté par :**

**Papa Moustapha DIOP**

**Dirigé par :**

**Monsieur Mohamadou WADE**

**Enseignant associé au CESAG**

**Octobre 2008**

**DEDICACES.**

A ma FAMILLE dans sa totalité, particulièrement à feu ma mère, Yandé Fall (que la terre de NGATHIE lui soit légère),

CESAG - BIBLIOTHEQUE

## **REMERCIEMENTS.**

Au moment de ficeler ce travail d'étude et de recherche, il me semble juste de remercier toutes les personnes qui ont d'une manière ou d'une autre contribué à la mise en forme de ce document. Ces remerciements vont aussi à tous ceux qui, de près ou de loin m'ont apporté leur soutien moral, intellectuel, financier, matériel et administratif tout au long de ma formation.

En ce sens, une mention spéciale est adressée:

- ✓ au Directeur et à l'ensemble du personnel de GTi Dakar, sans l'appui desquels cette formation n'aurait pas pu se faire ;
- ✓ au Chef de Centrale et à l'ensemble du personnel de MEGS
- ✓ au Directeur et l'ensemble du personnel de la Direction du Transport de la SENELEC
- ✓ à Monsieur Mohamadou Wade, mon encadreur, pour sa patience, sa disponibilité et les conseils qu'il m'a prodigués pour la réalisation effective de ce travail ;
- ✓ à la Direction et à l'ensemble du corps professoral du CESAG, pour la qualité des enseignements dispensés.
- ✓ à mes Parents et Amis, pour leur soutien indéfectible ;
- ✓ A tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail

## **LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES**

|                 |   |
|-----------------|---|
| <b>AFD :</b>    | Agence Française de Développement   |
| <b>APIX :</b>   | Agence de Promotion des Investissements et des Grands Travaux   |
| <b>ARNOR :</b>  | Association Française de Normalisation  |
| <b>ASER :</b>   | Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale   |
| <b>BAD:</b>     | Banque Africaine de Développement   |
| <b>BID:</b>     | Banque Islamique de Développement   |
| <b>BOAD:</b>    | Banque Ouest Africaine de Développement   |
| <b>BOO:</b>     | Built Own Operate   |
| <b>BOOT:</b>    | Built Own Operate &Transfer   |
| <b>CAE:</b>     | Contrat d'Achat d'Energie   |
| <b>CEDEAO :</b> | Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest   |
| <b>CEEAC :</b>  | Communauté Economique des États de l'Afrique Centrale   |
| <b>CEMAC :</b>  | Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale  |
| <b>CESAG :</b>  | Centre Africain d'Etudes Supérieures en Gestion   |
| <b>CIE :</b>    | Compagnie Ivoirienne d'Electricité  |
| <b>CIPREL :</b> | Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité  |
| <b>CRSE :</b>   | Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité  |
| <b>EDF :</b>    | Electricité de France   |
| <b>EPCS :</b>   | Engineering, Procurement and Construction Services (Contrat de construction)                              |
| <b>FSA :</b>    | Fuel Supply Agreement (Contrat de fourniture de combustible)  |
| <b>GDF :</b>    | Gaz de France   |
| <b>GE :</b>     | General Electric  |
| <b>GTi:</b>     | Greenwich Turbine Incorporated  |
| <b>GWH :</b>    | Gigawatts heures  |
| <b>IPP :</b>    | Independent Power Producer (Producteur Indépendant d'électricité)   |
| <b>KWH :</b>    | Kilowatt heures   |
| <b>MWH :</b>    | Mégawatts heures  |
| <b>O&amp;M:</b> | Operation and Maintenance (Exploitation et Maintenance)   |
| <b>OMVG :</b>   | Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (qui regroupe la Gambie, la Guinée et le Sénégal)   |
| <b>OMVS :</b>   | Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (qui regroupe le Mali, la Mauritanie et le Sénégal) |

- PIB:** Produit Intérieur Brut
- PIE :** Production Indépendante d'électricité
- PPA :** Power Purchase Agreement (Contrat d'Achat d'Energie)
- SAR :** Société Africaine de Raffinage
- SENELEC :** Société Nationale d'Electricité du Sénégal
- SIE :** Système d'Information Energetique du Sénégal
- SOGEM:** Société de Gestion de l'Energie de Manantali qui est chargée de la gestion du patrimoine du projet énergie de l'OMVS
- TAG :** Turbine à Gaz
- TAV :** Turbine à Vapeur
- UEMOA :** Union Economique et Monétaire Ouest Africaine

## **LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES.**

### **TABLEAUX**

|  |    |
|--|----|
| Tableau 1: Production et participation relative de la centrale CIPREL(PIE) en Côte d'Ivoire de 1999 à 2010. ....     | 17 |
| Tableau 2: Production et participation relative de la centrale d'AZITO ENERGIE en Côte d'Ivoire de 1999 à 2010.....  | 18 |
| Tableau 3: Chiffres clés.....  | 54 |
| Tableau 4: Caractéristiques des contrats IPP de la SENELEC au 31/12/2012 .....                                       | 55 |
| Tableau 5: Evolution de la production et participation relative des autres PIE de 1999 à 2011 .....                  | 56 |
| Tableau 6: Evolution de la production et participation relative de GTi à la production nationale de 1999 à 2012..... | 62 |
| Tableau 7: Situation exploitation contrat GTi.....   | 77 |

### **FIGURES.**

|  |    |
|--|----|
| Figure 1: Centrale Thermique de GTi.....   | 14 |
| Figure 2: Centrale Hydroélectrique de Manantali.....   | 15 |
| Figure 3: Facteurs attirants Investissements Privés Etrangers dans le secteur de l'électricité. 22 |    |
| Figure 4: La répartition des risques dans les projets de PIE .....                                 | 33 |
| Figure 5 : Shéma du modèle d'analyse .....   | 38 |
| Figure 6: Cycle classique de production de l'électricité. ....                                     | 68 |

LISTE DES ANNEXES

|   |     |
|---|-----|
| Annexe 1: Glossaire .....   | 92  |
| Annexe 2: Tableau de répartition de la puissance par âge du parc de production de la<br>SENELEC - Achats d'énergie au 31/12/2012..... | 94  |
| Annexe 3: Organigramme de GTi.....  | 95  |
| Annexe 4: Organigramme de MEGS .....  | 96  |
| Annexe 5: Localisation de la centrale de GTi en limite rouge.....   | 97  |
| Annexe 6: Vue aérienne de la centrale de GTi.....   | 98  |
| Annexe 7: Carte électrique du Sénégal .....   | 99  |
| Annexe 8: Répartition des fonds du Plan Takkal.....   | 100 |

CESAG - BIBLIOTHEQUE

## **TABLE DES MATIERES.**

|  |            |
|--|------------|
| <i>DEDICACES.</i> .....  | <b>i</b>   |
| <i>REMERCIEMENTS.</i> .....  | <b>ii</b>  |
| <i>LISTE DES SIGLES ET ACRONYMES.</i> .....  | <b>iii</b> |
| <i>LISTE DES TABLEAUX ET FIGURES.</i> .....  | <b>v</b>   |
| <i>TABLE DES MATIERES.</i> .....   | <b>vii</b> |
| <b>INTRODUCTION GENERALE.</b> .....  | <b>1</b>   |
| <b>PREMIERE PARTIE : CADRE THEORIQUE DE L'ETUDE</b> .....  | <b>7</b>   |
| <b>Chapitre 1 : LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE.</b> .....  | <b>9</b>   |
| 1.1.    Genèse .....   | 9          |
| 1.1.1.  Contexte .....   | 9          |
| 1.1.2.  Justification technique et économique .....  | 11         |
| 1.2.    Définition et rôle .....   | 11         |
| 1.2.1.  Techniques de production .....   | 13         |
| 1.2.1.1.  Techniques largement utilisées .....   | 13         |
| 1.2.1.2.  Techniques nouvelles .....   | 13         |
| 1.2.1.3.  Techniques en développement .....  | 13         |
| 1.2.2.  Principales techniques de production indépendante d'électricité.....   | 13         |
| 1.2.2.1.  Les centrales thermiques .....   | 14         |
| 1.2.2.2.  Les centrales hydroélectriques .....   | 14         |
| 1.2.2.3.  La production .....  | 15         |
| 1.3.    Evolution de la PIE .....  | 16         |
| 1.3.1.  En Afrique .....   | 16         |
| 1.3.2.  Au Maghreb.....  | 19         |
| 1.3.3.  En Europe.....   | 19         |
| <b>Chapitre 2: LES MODALITES D'INTRODUCTION ET LE FINANCEMENT DE<br/>LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE.</b> ..... | <b>21</b>  |
| 2.1.    Modalités d'introduction .....   | 21         |
| 2.1.1.  L'environnement réglementaire, économique et politique .....   | 21         |
| 2.1.1.1.  Le contexte juridique sénégalais .....   | 23         |
| 2.1.1.2.  Les avantages du code des investissements .....  | 24         |
| 2.1.2.  La mise en concurrence et l'appel d'offres .....   | 24         |
| 2.1.2.1.  L'étude de faisabilité .....   | 25         |
| 2.1.2.2.  La demande de propositions.....  | 25         |

|   |           |
|---|-----------|
| 2.1.3. La Convention d'Etablissement et le Contrat d'Achat d'Electricité..... | 26        |
| 2.1.3.1. La Convention d'Etablissement .....                                  | 26        |
| 2.1.3.2. Le Contrat d'Achat d'Electricité .....                               | 27        |
| 2.2. Le financement .....   | 29        |
| 2.2.1. La Viabilité du projet .....   | 29        |
| 2.2.1.1. Documents pré-requis .....   | 29        |
| 2.2.1.2. Prise de connaissance du projet.....                                 | 30        |
| 2.2.2. L'identification des risques .....                                     | 31        |
| 2.2.2.1. La phase de construction .....                                       | 31        |
| 2.2.2.2. La phase d'exploitation .....  | 32        |
| 2.3. L'atténuation et la répartition des risques .....                        | 32        |
| 2.3.1. La phase de construction .....   | 33        |
| 2.3.1.1. L'augmentation des coûts.....  | 33        |
| 2.3.1.2. Les délais imprévus .....  | 33        |
| 2.3.1.3. Le défaut de respect des paramètres de performance.....              | 34        |
| 2.3.1.4. La force majeure.....  | 34        |
| 2.3.2. La phase d'exploitation .....  | 34        |
| 2.3.2.1. L'efficience du projet .....   | 35        |
| 2.3.2.2. L'augmentation des coûts d'exploitation .....                        | 35        |
| 2.3.2.3. Le combustible .....   | 35        |
| 2.3.2.4. La force majeure.....  | 36        |
| <b>Chapitre 3: METHODOLOGIE DE L'ETUDE .....</b>                              | <b>38</b> |
| 3.1. Modèle d'analyse .....   | 38        |
| 3.2. Cadre de l'étude .....   | 39        |
| 3.3. Intérêt de l'étude.....  | 39        |
| 3.4. Techniques d'investigation .....   | 40        |
| 3.4.1. Echantillonnage.....   | 41        |
| 3.4.2. Outils de recherche.....   | 41        |
| 3.4.2.1. L'entretien.....   | 41        |
| 3.4.2.2. L'analyse documentaire.....  | 42        |
| 3.4.2.3. L'observation physique.....  | 42        |
| 3.4.2.4. La méthode d'analyse SWOT .....                                      | 42        |
| 3.1.1. Difficultés rencontrées.....   | 43        |

|   |           |
|---|-----------|
| <b>DEUXIEME PARTIE : CADRE PRATIQUE DE L'ETUDE.....</b>                             | <b>45</b> |
| <b>Chapitre 4 : PRESENTATION DE L'ENTITE.....</b>                                   | <b>47</b> |
| 4.1. Présentation de GTi.....   | 47        |
| 4.1.1. Historique.....  | 47        |
| 4.1.2. Organisation générale.....   | 48        |
| 4.1.2.1. GTi Dakar dans le groupe GE.....   | 49        |
| 4.1.2.2. Organigramme de GTi.....   | 51        |
| 4.1.3. Business model.....  | 51        |
| 4.2. Présentation de la SENELEC.....  | 53        |
| 4.2.1. Historique.....  | 53        |
| 4.2.2. Objectifs.....   | 53        |
| 5.1. La Centrale de Manantali.....  | 56        |
| 5.2. La Centrale Kounoune Power.....  | 57        |
| 5.3. La Centrale Alstom Power Rental (APR Energy).....                              | 58        |
| 5.4. Le Plan Takkal en questions.....   | 60        |
| 5.4.1. Le « point » en question?.....   | 60        |
| 5.4.2. Un fonds spécialisé.....   | 61        |
| 5.4.3. La question de la pérennité.....   | 61        |
| 5.5. La Centrale GTi et son mode de fonctionnement.....                             | 61        |
| 5.5.1. Description du site et des installations.....                                | 62        |
| 5.5.1.1. Organisation de la Centrale.....   | 63        |
| 5.5.1.2. Le contrat d'exploitation et de maintenance.....                           | 64        |
| 5.5.2. Description des activités du site.....                                       | 66        |
| 5.5.2.1. Réception et stockage des matières premières.....                          | 66        |
| 5.5.2.2. Processus de production d'énergie.....                                     | 67        |
| 5.5.3. Maintenance et Performances de la Centrale.....                              | 69        |
| 5.5.3.1. Programme de maintenance de la centrale.....                               | 69        |
| 5.5.3.2. Suivi des performances techniques.....                                     | 70        |
| <b>Chapitre 6 : EXAMEN CRITIQUE DU CONTRAT D'ACHAT D'ENERGIE GTi - SENELEC.....</b> | <b>74</b> |
| 6.1. Le Contrat d'Achat d'Energie entre GTi et SENELEC.....                         | 74        |
| 6.1.1. Les clauses essentielles du CAE.....   | 75        |

|  |            |
|--|------------|
| 6.1.2. Situation exploitation contrat GTi.....   | 77         |
| 6.2. Difficultés majeures dans l'application du CAE entre GTi et Senelec.....              | 79         |
| 6.2.1. Sur le plan technique .....   | 79         |
| 6.2.2. Sur le plan financier .....   | 79         |
| 6.2.3. Sur le plan juridique .....   | 80         |
| 6.3. Recommandations pour une performance de la Production Indépendante d'Electricité..... | 81         |
| 6.3.1. Diagnostic et analyse des outils de pilotage du processus de production. ....       | 81         |
| 6.3.1.1. Les forces du système de pilotage.....  | 81         |
| 6.3.1.2. Les faiblesses du système de pilotage.....  | 82         |
| 6.3.2. Recommandations .....   | 82         |
| 6.3.2.1. Les Avantages de la Production Indépendante d'Electricité.....                    | 83         |
| 6.3.2.2. Les Inconvénients de la Production Indépendante d'Electricité .....               | 83         |
| <b>CONCLUSION GENERALE .....</b>   | <b>86</b>  |
| <b>ANNEXES.....</b>  | <b>91</b>  |
| <b>BIBLIOGRAPHIE.....</b>  | <b>101</b> |

CESAG - BIBLIOTHEQUE

**INTRODUCTION GENERALE.**

L'accès à l'électricité et l'approvisionnement fiable en énergie sont des éléments clés qui soutiennent le développement économique local et, qui contribuent à réduire la pauvreté.

A cela s'ajoute aujourd'hui la problématique de la protection environnementale comme composante du développement durable. Pour faire face à ces défis, des politiques et mécanismes appropriés au niveau national et sous-régional doivent être mis en oeuvre.

Ainsi, pour répondre aux multiples demandes d'une population elle-même en croissance rapide, il est indispensable que le Sénégal parvienne à une croissance accélérée de son économie dont le moteur revient au secteur privé.

Mais, puisque les performances du secteur privé dépendent de multiples facteurs : sociologiques, économiques, financiers, technologiques, fiscaux, législatifs et institutionnels, les pouvoirs publics les considèrent avec une attention accrue.

L'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (U.E.M.O.A), la Communauté Economique des Etats de l'Afrique de l'Ouest (C.E.D.E.A.O), entre autres font de l'entrepreneuriat une priorité de la politique économique. Cette orientation porte en soi la promesse d'une amélioration de l'efficacité des investissements et de la qualité des services et offre la possibilité de transférer la charge des nouveaux investissements du budget de l'Etat au secteur privé.

Sous-équipement, sous-capacité, vétusté des infrastructures, compagnies nationales d'électricité en constantes difficultés financières ... De nombreux pays africains ont du mal à combler leurs besoins énergétiques à cause d'un déficit à la fois d'investissements et de volonté politique. Seul le Maghreb, plus développé, tire son épingle du jeu en s'arrimant peu à peu à l'Europe. Le 28 juillet 2011 dernier, quatre coupures d'électricité étaient enregistrées pendant la matinée dans plusieurs quartiers de la ville de Constantine, en Algérie. Le phénomène était devenu quasi quotidien depuis plus d'une semaine, rapportait le journal national El Watan<sup>1</sup>. Quelques jours auparavant, c'était tout le département de Diourbel, au Sénégal, qui subissait des coupures de courant intempestives, suscitant l'ire de la population locale qui à manifesté dans les rues. Et au printemps dernier, les habitants de Ouagadougou, la

---

<sup>1</sup> Quotidien Algérien

capitale du Burkina, Bamako, la capitale du Mali, Banjul la capitale de la Gambie avaient déjà été victimes d'interruptions quotidiennes de courant à la suite d'un délestage du réseau électrique national... La plupart des pays africains peinent à répondre à leurs pics de consommation énergétique, surtout en période de canicule, entraînant régulièrement des délestages sur leurs réseaux nationaux.

Au Sénégal, la forte dépendance des importations de pétrole, la restructuration du secteur énergétique, la croissance de la demande et le bas taux d'électrification rurale exigent une planification à long terme des systèmes d'approvisionnement électrique.

Les activités de production, de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique sont assurées exclusivement par la SENELEC (Société Nationale d'Electricité), à l'exception de la production.

En 1998, les autorités sénégalaises avaient engagé un vaste programme de réforme du secteur visant à attirer des investissements privés. Cette réforme est passée d'abord par la mise en place d'un cadre législatif et réglementaire attractif indispensable pour rassurer les privés et garantir un traitement équitable entre les différents acteurs. C'est ainsi que nous avons assisté la même année à la création de la Commission de Régulation du Secteur de l'Electricité (C.R.S.E) et de l'Agence Sénégalaise d'Electrification Rurale (A.S.E.R).

A l'issue de cette réforme, le Sénégal démarre un vaste programme de développement de la production d'énergie électrique par des appels d'offres initiés par la C.R.S.E et auxquels la SENELEC pourra participer au même titre que les partenaires privés.

Ce processus a abouti à la signature par la SENELEC de Contrats d'Achats d'Energie de type Build, Own, Operate and Transfer (BOOT)<sup>2</sup> et Build, Own, Operate (BOO)<sup>3</sup> avec différents opérateurs choisis suite à des appels d'offres.

En réponse à un l'appel d'offres lancé en septembre 1995 par la SENELEC sous couvert de la République du Sénégal, Greenwich Turbines Incorporated (GTi) avait soumissionné en

---

<sup>2</sup> Contrat dans lequel la société de projet construit la centrale qui est sa propriété, l'exploite et vend l'énergie à l'acheteur pendant la durée du contrat. A l'expiration naturelle du contrat, elle le transfère à l'acheteur à un prix symbolique.

<sup>3</sup> Contrat dans lequel le promoteur construit, l'exploite et vend l'énergie à l'acheteur pendant la durée du contrat. A l'expiration naturelle du contrat la centrale reste sa propriété.

février 1996 et remporté l'appel d'offres en vue de la construction au Cap des Biches d'une centrale électrique de 50 mégawatts (MW) dans le cadre d'un projet BOOT devenant ainsi le 1<sup>er</sup> Producteur Indépendant d'Electricité (PIE) du Sénégal.

En effet, les besoins en énergie électrique de la République du Sénégal étaient assez urgents et la SENELEC avait fait appel à GTi dans un contexte où le cadre législatif et réglementaire n'était pas vraiment incitatif et où sa santé financière était fortement dégradée par les surcoûts de production résultant de la vétusté de son parc de production et des conditions d'exploitation très contraignantes de ses unités de production.

La SENELEC et GTi ont ainsi signé un Contrat d'Achat d'Energie (CAE) pour une durée de 15 ans avec une clause de «Take or Pay» de 300 GWh pour permettre à GTi de garantir la rentabilisation de ses investissements.

L'arrivée de GTi avec une capacité de 54MW avait donc permis d'augmenter la production d'énergie et d'améliorer la disponibilité globale du parc de production de la SENELEC en couvrant environ 20% de la production nationale jusqu'en 2002.

Aujourd'hui la SENELEC entretient des relations contractuelles avec quatre producteurs indépendants que sont GTi Dakar (50MW), MANANTALI (200MW), KOUNOUNE POWER (67,5MW), APR Energy (150MW) et récemment en projet avec KEPCO (250MW) respectivement depuis 2000, 2002, 2008, 2011, 2012 avec des contrats sous forme de BOOT et de BOO.

Cependant, douze ans (12) après l'arrivée des PIE qu'en est-il de la capacité de production de la SENELEC ? Pendant ces années, beaucoup de problèmes sont apparus, dus le plus souvent aux difficultés de l'acheteur à honorer ses engagements d'une part surtout en ce qui concerne les paiements malgré la batterie de garanties mises en place, mais aussi des pétroliers qui peinent à respecter la livraison des quantités de combustibles nécessaires au bon fonctionnement des centrales. D'autre part, les producteurs peinent à fournir les mégawatts nécessaires dans le cadre du contrat à cause de pannes ou de cas de force majeure contestés par l'acheteur.

Certains de ces problèmes ont pu être résolus au fil des années, mais d'autres sont en train de plomber la PIE ainsi que l'essor du secteur. Et pourtant le CAE a essayé de cerner toutes les difficultés possibles et à définir les positions à adopter par les Parties en cas de litiges. Mais,

des problèmes d'application se posent surtout du côté de l'acheteur qui conteste souvent des points contractuels pourtant déjà acceptés au départ.

Mais au-delà des problèmes dans l'exécution des contrats d'achat qu'en est-il de l'apport des PIE dans la résorption du déficit de production de la SENELEC ? Quelle est leur part ? Sont-ils à la hauteur des attentes placés en eux ?

Ne sont-ils pas finalement une alternative face au déficit structurel de production de la SENELEC ?

Nous étudierons un cas pratique, celui de GTi, le premier PIE.

De manière générale, notre étude consistera à analyser le rôle important que peuvent jouer les PIE dans la résolution des problèmes liés aux délestages intempestifs que vivent les populations. Ce qui nous permettra de proposer des solutions pouvant conduire non seulement à atténuer les difficultés des pouvoirs publics mais aussi d'alléger les souffrances des ménages et des entreprises.

De façon spécifique notre étude consistera à :

- étudier l'apport des PIE dans l'augmentation de la production d'électricité ;
- présenter la Production Indépendante d'Electricité (PIE) et ses principes ;
- montrer quelle a été la contribution des PIE dans la résorption de cette crise et pourquoi elle doit être développée ;
- montrer en quoi un pays comme le Sénégal devrait développer le phénomène de PIE pour permettre le renouvellement de ses unités de production en grande partie obsolète ;
- mettre à la disposition des entreprises du sous secteur de l'électricité un modeste outil, fruit de notre expérience ;
- étudier un cas pratique avec GTi le 1<sup>er</sup> PIE au Sénégal

Le développement économique d'un pays dépend beaucoup de sa capacité à lever des fonds pour financer ses différents secteurs d'activités. La PIE permet de :

- contribuer à réduire l'endettement des gouvernements ;
- augmenter la capacité de production ;

- améliorer la situation financière ;
- aider au renouvellement du parc de production souvent obsolète.

Quoi qu'il en soit, aujourd'hui plus que jamais la production classique semble battre des ailes et perdre pied. Notre étude se basera sur l'hypothèse que la PIE peut être une alternative face au déficit structurel de production de la société gestionnaire du service public d'électricité : la SENELEC.

Notre mémoire se propose d'étudier l'apport des PIE et en quoi ils peuvent être une alternative pour résorber non seulement le déficit de production d'électricité, mais aussi de résoudre le problème de renouvellement de l'outil de production vieillissant.

Ainsi, nous comptons apporter notre contribution à la réflexion qui est en cours, sur cet immense chantier qu'est la production indépendante d'électricité.

L'étude comporte deux (2) parties comprenant chacune trois (3) chapitres :

La première partie est consacrée à l'étude des aspects conceptuels, en relation avec la production indépendante d'électricité et ses différents intervenants.

Dans la deuxième partie, nous présentons le contexte général de notre recherche, les résultats enregistrés, les recommandations et pistes de réflexion.

**PREMIERE PARTIE :**  
**CADRE THEORIQUE DE L'ETUDE**

Les difficultés rencontrées par les entreprises, pour assurer à leur structure un développement durable, a placé la PIE au cœur de la recherche scientifique et la réflexion en entreprise ; Notre mémoire, en se basant sur les aspects théoriques et pratiques, analyse la contribution que peut apporter la PIE dans la résorption du déficit de production.

La première partie de notre étude a pour but de poser et de discuter les jalons sur lesquels repose notre recherche. Elle s'articule autour de trois chapitres:

- la production indépendante d'électricité.
- les modalités d'introduction et le financement de la production indépendante d'électricité.
- la méthodologie de l'étude.

CESAG - BIBLIOTHEQUE

## **Chapitre 1 : LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE.**

Le secteur de l'électricité a connu de profondes mutations dans plusieurs pays. Ces dernières années, nous avons assisté à la remise en question de la théorie des monopoles de fourniture d'énergie électrique. La difficulté pour des Etats comme le Sénégal d'amasser les fonds nécessaires au renouvellement de leur parc de production ont forcé ces derniers à casser le monopole de la production et ouvrir une voie au secteur privé.

### **1.1. Genèse**

Les premiers contrats de PIE concernent les équipements construits aux Etats-Unis dans le cadre de la Loi PURPA<sup>4</sup> (Public Utilities Regulatory Act) destinée à promouvoir la production par cogénération. Le marché domestique de la PIE dans les pays industrialisés est contraint par la demande mais ne connaît pas de contraintes de financement : il existe beaucoup de candidats pour peu de projets à réaliser.

A l'inverse, le marché de la PIE dans les pays en développement est fortement contraint par les disponibilités de financement et la prudence des prêteurs. Dans certains pays comme au Sénégal, il y eu pléthore d'avant-projets donnant lieu à la signature de lettre d'entente, mais relativement peu de contrats d'achat ont été signés parce qu'ils butent la plupart de temps sur la réalisation du montage financier. Pour preuve, suite à un appel d'offres lancé en 1995 le premier contrat d'achat a été signé en 1996 (GTi) mais n'a connu un début d'exécution qu'en 2000 soit quatre années après.

#### **1.1.1. Contexte**

Il y a moins d'une vingtaine d'années, l'entrée d'un opérateur privé et ou étranger dans les marchés nationaux africains de l'électricité était quelque chose de difficilement concevable. La totalité de ces marchés, qui venaient d'ailleurs d'être « nationalisés » étaient fermés et aux mains de monopoles publics d'Etats. La mondialisation des marchés et la crise de l'endettement de ces pays, combinées à l'action des bailleurs de fonds multilatéraux ont ouvert la porte à un retournement de situation.

---

<sup>4</sup> Loi adoptée aux Etats-Unis en 1978 pour imposer aux opérateurs de réseaux d'acheter l'énergie produite par des producteurs

Le secteur, monopolisé par la Société Nationale d'Electricité (SENELEC) qui assure les activités de transport, de distribution et de vente d'énergie électrique à l'exception de la production a été marqué ces dix dernières années par des contraintes majeures caractérisées notamment par:

- sa petite taille et son faible niveau de développement ;
- le manque de ressources publiques requises par l'investissement nécessaire au renouvellement et à la maintenance des équipements notamment de production ;
- une fourniture insuffisante des services d'électricité en qualité et en quantité avec des délestages par manque de production toujours importants ;
- un taux d'électrification dans les zones rurales de 15 % (ASER, 2011) ;
- un taux d'électrification dans les villes de 60 %, à l'exception de Dakar, qui atteint les 75 %.

C'est ainsi que les autorités sénégalaises ont été amenées à engager, à partir de 1998, un important programme de réforme du secteur de l'électricité régi jusque là par la loi n° 65-59 du 19 juillet 1965 et le décret n° 84-1128 du 04 octobre 1984 réglementant les activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique. Rappelons que cette loi prévoyait déjà l'existence d'une production privée, sous réserve de l'obtention d'une autorisation, à côté de la production publique.

Ainsi, le cadre législatif et réglementaire a été révisé à travers la loi d'orientation 98 - 29 du 14 avril 1998 dans le but de libéraliser le secteur de la production d'énergie électrique et d'attirer les investissements privés importants que requiert le développement du secteur et d'introduire à terme la concurrence dans la production, la vente et l'achat en gros. Ainsi les innovations majeures suivantes ont été apportées au cadre législatif et réglementaire:

- l'institution d'un système de licences et de concessions délivrées par le Ministre chargé de l'Energie comme condition préalable à toute activité dans le secteur ;
- la mise en place d'un organe de régulation indépendant, la C.R.S.E, chargé de veiller à l'équilibre économique et financier du secteur de l'électricité, de promouvoir la concurrence et la participation du secteur privé ;
- le recours obligatoire par la SENELEC à la production indépendante pour faire face à l'évolution de la demande par un appel d'offres supervisé par la C.R.S.E. ;

- la création de l'A.S.E.R qui est une agence indépendante dédiée à l'électrification rurale.

Ce processus a abouti à la signature par la SENELEC d'un Contrat d'Achat d'Energie de 50 MW de type BOOT avec GTi.

Par la suite la loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 et la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (L.P.D.S.E) du 09 avril 2003 ont levé les contraintes qui empêchaient la SENELEC de construire de nouvelles unités de production dans la loi n° 98-29 du 14 avril 1998. La SENELEC pourra désormais soumissionner au même titre que les autres candidats privés potentiels. En conséquence le cadre législatif et réglementaire pour une libéralisation de la production d'énergie est défini avec une clarification des rôles des différents acteurs du secteur de l'électricité et un organe indépendant de régulation indépendant vis-à-vis de ces acteurs.

### **1.1.2. Justification technique et économique**

Le recours à la production indépendante résulte des causes suivantes :

- l'importance des besoins en nouvelles capacités de production du fait de l'accroissement de la demande ;
- l'exigence de déclassement d'une partie importante des installations de production actuelles du fait de leur vétusté et de leurs coûts d'entretien et d'exploitation très élevés ;
- les difficultés à mobiliser les financements requis auprès des bailleurs de fonds traditionnels dont les exigences ne cadrent pas nécessairement avec les orientations économiques et politiques du pays.

## **1.2. Définition et rôle**

Le terme Producteur Indépendant d'Electricité (PIE) désigne toute unité de production d'électricité appartenant à une structure indépendante ce qui signifie qu'aucune société gestionnaire de service public d'électricité ne possède des intérêts économiques dans cette structure.

On peut distinguer généralement deux types de PIE :

- Le PIE qui vend toute sa production sur la base d'un contrat d'achat d'énergie à long terme à un acheteur unique. Ce contrat est généralement négocié à partir d'un projet<sup>5</sup>
- Le PIE qui possède une « centrale commerciale » et qui vend sa production à un groupement d'acheteurs locaux et régionaux et sur la base d'un contrat d'achat d'énergie de moyen terme avec différents acheteurs – sociétés de distribution ou gros consommateurs industriels qui peuvent être situés dans différents pays.

Dans notre étude, le terme PIE sera utilisé pour la catégorie de producteur s'adressant à des « acheteurs uniques » où le producteur indépendant livre sa production en complément à un système d'approvisionnement monopolistique complètement intégré et les investissements sont réalisés par des investisseurs privés étrangers.

Alors que le système classique privilégie l'augmentation de la puissance par la location de centrales, de groupes ou de barges, la réparation ou remise en état de centrales, la production indépendante privée donne l'opportunité aux pouvoirs publics qui ont souvent du mal à mobiliser les fonds nécessaires, de renouveler leurs unités de production. Aussi, avons-nous remarqué que, malgré l'intérêt grandissant qui leur est porté, les PIE sont très peu connus tant de l'individu quelconque que des professionnels du secteur de telle sorte qu'elle navigue entre attraction et répulsion.

Une centrale de production d'énergie électrique est un site industriel qui produit de l'électricité en grande quantité. Les centrales électriques transforment des sources d'énergie naturelles en énergie électrique, afin d'alimenter en électricité des consommateurs, particuliers ou industriels relativement lointains. L'électricité est un phénomène physique dû aux différentes charges électriques de la matière, se manifestant par une énergie. L'électricité désigne également la branche de la physique qui étudie les phénomènes électriques. Le réseau électrique est utilisé pour transporter/distribuer l'électricité jusqu'aux consommateurs. Un réseau électrique est un ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique des centres de production vers les consommateurs d'électricité.

---

<sup>5</sup> Il est à noter que l'utilisation du terme générique de contrat d'achat d'énergie (Power Purchase Agreement ou PPA en anglais) pour des centrales de production d'électricité utilisant des énergies renouvelables n'est pas prise en compte dans cette définition. C'est un sujet différent.

### **1.2.1. Techniques de production**

Plusieurs techniques sont utilisées pour la production d'électricité :

#### **1.2.1.1. Techniques largement utilisées**

- Barrages hydroélectriques ;
- Centrales hydroélectriques (Energie hydroélectrique) ;
- Centrales nucléaires (Energie nucléaire) ;
- Centrales au charbon (Energie thermique) ;
- Centrales au fuel (Energie thermique) ;
- Centrales au gaz (Energie thermique) ;
- Centrales Éoliennes (Energie éolienne). (RECORD,2009)

#### **1.2.1.2. Techniques nouvelles**

- Panneaux solaires (radiation solaire) ;
- Centrales solaires photovoltaïques ;
- Centrales solaires thermodynamiques ;
- Centrales géothermiques (Géothermie) ;
- Biomasses. (RECORD,2009)

#### **1.2.1.3. Techniques en développement**

- Four solaire (Energie solaire) ;
- Usine marémotrice (Energie marémotrice) ;
- Centrale nucléaire (Fusion nucléaire) ;
- Hydrolienne (Force des courants marins) ;
- Energie maréthermique ;
- Energie des vagues ;
- Energie osmotique ;
- Gazéification de biomasse. (RECORD, 2009)

### **1.2.2. Principales techniques de production indépendante d'électricité**

Deux types de centrales sont principalement utilisés dans le cadre de la PIE :

### **1.2.2.1. Les centrales thermiques**

Ce sont des centrales de production d'électricité dont le combustible peut être du charbon ou du fuel. Il est brûlé dans une chaudière. La chaleur dégagée transforme l'eau en vapeur. Cette vapeur entraîne une turbine couplée à un alternateur, qui génère l'électricité (Cycle simple). Elle redevient ensuite eau en traversant le condenseur, puis repart pour un nouveau cycle vers la chaudière (Cycle combiné).(DIOP, 2011)

**Figure 1: Centrale Thermique de GTi**



Source: Rapport Annuel GTi – 2011

### **1.2.2.2. Les centrales hydroélectriques**

Ce sont des centrales de production d'électricité dans laquelle le flux crée par l'eau amenée par écoulement libre (canaux) ou par des conduites en charge (conduites forcées) actionne la rotation des turboalternateurs, avant de retourner à la rivière. C'est une forme d'énergie renouvelable, propre et non polluante. Une centrale hydroélectrique transforme l'énergie sauvage d'une chute d'eau en énergie mécanique grâce à une turbine, puis en énergie électrique grâce à un générateur. (DIOP, 2011)

**Figure 2: Centrale Hydroélectrique de Manantali**



Source: Site web de l'OMVS

### **1.2.2.3. La production**

Les PIE ont été le moyen le plus utilisé pour promouvoir les investissements privés dans la production d'électricité dans les pays en voie de développement. Ils sont présentés comme des options attrayantes pour trois raisons:

- ils sont censés faciliter l'investissement quand l'évolution de la consommation d'électricité dépasse la capacité financière des services publics appartenant à l'Etat à mettre en place la capacité de production d'électricité nécessaire. Les PIE sont surtout utilisés pour alléger immédiatement des déficits de production d'électricité ;
- les mécanismes des PIE permettent au secteur privé de travailler sans avoir besoin d'importants mécanismes de régulation à mettre en place au préalable d'autant plus que les conditions d'exploitation peuvent être spécifiées dans les contrats de production indépendante ;
- les PIE sont annoncées comme étant le début d'une démarche qui favorisera davantage de libéralisation et en conséquence la privatisation de tout le secteur de l'électricité. (MOSTERT 2003)

La PIE permet entre autres de résoudre :

- le défaut de planification offre/demande et d'anticipation des besoins en électricité ;
- le non-respect du programme de maintenance sur plusieurs années ;

- le problème de la nécessité de mettre fin aux coupures intempestives d'électricité dont sont victimes les populations.

### **1.3. Evolution de la PIE**

Le constat général est qu'il y a un manque flagrant d'investissements de la part des entreprises nationales d'énergie africaines, incapables de financer la hausse de la production. Les problématiques varient néanmoins selon deux zones géographiques : l'Afrique en général et le Maghreb. En Europe par contre le problème ne se pose pas puisque la PIE y est très développée. (Perspectives Monde, 2010)

#### **1.3.1. En Afrique**

L'énorme barrage Grand Inga, en RD Congo, au potentiel de 40 GWh, pourrait couvrir à terme les besoins des pays voisins. De même, celui de Gibe, en Éthiopie. Conscient de ses atouts, le Cameroun a lancé début 2009 son grand programme énergétique qui consiste à construire de multiples barrages et centrales hydroélectriques et à réaliser des interconnexions avec les cinq pays de la Communauté Economique et Monétaire de l'Afrique Centrale (CEMAC). Le pays a déjà trouvé un partenaire privé, Rio Tinto Alcan, pour la construction du barrage de Song Mbengue, d'une capacité de 900 MW. Mais les initiatives restent en général très timides sur un continent qui « n'utilise que 8 % de son immense potentiel hydroélectrique, un véritable gâchis », selon Marc Vergnet PDG de Vergnet SA, PME française spécialisée dans l'énergie éolienne, présente en Éthiopie et en Érythrée. (Perspectives Monde, 2010)

Et si les grands projets se multiplient, ils tardent à se réaliser en raison surtout d'un manque de financement.

En revanche, l'Afrique de l'Est a une logique de développement et d'interconnexions régionales plus avancée, du Kenya à l'Ouganda jusqu'à l'Afrique du Sud. En témoigne le projet d'un barrage géant à Jinja, en Ouganda, d'un coût de 860 millions de dollars financés par l'entreprise américaine Sithe Global et le fonds Aga Khan pour le développement économique. (Perspectives Monde, 2010)

Quant à l'Afrique du Sud, qui a depuis longtemps fait le choix du nucléaire, avec deux centrales existantes, elle peine aussi à répondre à la hausse de sa demande domestique en raison d'une politique d'investissements atone depuis la fin de l'apartheid. « Le pays a très peu investi dans la production d'énergie en gelant la réalisation de six centrales nucléaires supplémentaires, nécessaires pour combler ses besoins », déplore Jean-Pierre Favennec le Directeur expert à l'Institut Français du Pétrole (IFP). (Perspectives Monde, 2010)

Comme l'Afrique du Sud pour ses townships, les pays d'Afrique subsaharienne pèchent également par un manque crucial d'électrification de leurs zones rurales. Du 18 au 20 mai 2011, alors que se déroulait l'Africa Power Forum, les Dakarais vivaient au rythme des coupures d'électricité. Les ménages sénégalais mettaient en marche leurs onduleurs plusieurs fois par jour. Les moins nantis s'éclairaient à la bougie. Beaucoup de secteurs d'activité évoluaient entre ombre et lumière. Mais pourquoi l'Afrique de l'Ouest n'arrive pas à sortir des délestages ? Les réponses sont nombreuses et varient d'un Etat à un autre. Une crise passagère de fonds propres, comme le répète la SENELEC qui, au passage, n'arrive pas à surmonter ses problèmes malgré une licence d'importation de fuel accordée par l'Etat ?

Si le Sénégal dispose de 400 MW installés, seuls 200 MW fonctionnent. Le pays le mieux doté est la Côte d'Ivoire, avec plus de 1000 MW lui permettant de fournir le Bénin, via le Ghana, et le Burkina Faso par le nord. Il faut dire que la Côte d'Ivoire tire profit de ses ressources gazières. La réalisation du barrage de Soubré devrait donner plus d'impulsion à ce pays en lui donnant une capacité additionnelle de 250 MW. (ANARE, 2012)

**Tableau 1: Production et participation relative de la centrale CIPREL (PIE) en Côte d'Ivoire de 1999 à 2010.**

|  | 1999 | 2000 | 2001 | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 |
|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Production (GWh)                           | 1572 | 1384 | 1483 | 1502 | 1400 | 1485 | 1619 | 1475 | 1503 | 1453 | 1478 | 2100 |
| Contribution à la production nationale (%) | 32,6 | 28,8 | 30,4 | 28,3 | 27,5 | 27,5 | 29,1 | 26,6 | 27,3 | 25,7 | 25,5 | 36,2 |

Source: Rapport annuel 2010 de l'Agence Nationale de Régulation de l'Electricité de Côte d'Ivoire

**Tableau 2: Production et participation relative de la centrale d'AZITO ENERGIE en Côte d'Ivoire de 1999 à 2010.**

|  | 1999 | 2000  | 2001  | 2002  | 2003  | 2004  | 2005  | 2006  | 2007  | 2008  | 2009 | 2010 |
|--|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|------|------|
| Production GWh                             | 867  | 1 565 | 1 490 | 1 922 | 1 684 | 1 960 | 2 190 | 2 174 | 1 869 | 2 215 | 2088 | 1729 |
| Contribution à la production nationale (%) | 18   | 32,6  | 30,5  | 36,3  | 33,1  | 36,3  | 39,4  | 39,2  | 33,9  | 39,1  | 36   | 29,4 |

Source: Rapport annuel 2010 de l'Agence Nationale de Régulation de l'Electricité de Côte d'Ivoire

Pour les experts<sup>6</sup> réunis à Dakar dans le cadre du forum, “le point fort de la Côte d'Ivoire n'est pas tant ses ressources décisives, mais un cadre légal ouvert sur la production privée. Ainsi, deux grands producteurs indépendants assurent la moitié de la production du pays. Ces deux producteurs vendent à la Compagnie d'Electricité Ivoirienne (CEI). Grâce à ce cadre légal ouvert, la Côte d'Ivoire dispose d'un taux d'électrification de 60%. Il est suivi du Sénégal avec trois grands producteurs indépendants qui assurent le tiers de la production du pays. C'est loin d'être le cas des autres pays de l'Union. La Guinée-Bissau disposait seulement d'une puissance de 26 MW en 2006 et doit aujourd'hui déboursier des montants colossaux (avec l'aide de la commission de l'UEMOA) pour maintenir un éclairage minimum sur des bâtiments officiels de Bissau, dont celui de la présidence. Quant au Niger, qui détient 8% des réserves mondiales d'uranium, il s'éclaire grâce à une interconnexion avec le Nigeria et peut se targuer d'être le pays le moins cher en coût de rétrocession du kilowatt heure. Le pays utilise son charbon minéral pour produire l'électricité qui sert à exploiter l'uranium.

Pour les experts, l'UEMOA et la CEDEAO, dans leur ensemble, ne pourront sortir du délestage qu'en passant à l'interconnexion. De belles initiatives existent en la matière, à l'instar de la WAP (West Africa Power) au niveau de la CEDEAO, qui, dans sa dorsale nord, raccordera le Niger, le Nigéria, le Burkina, le Bénin et le Togo. Le Burkina, qui dispose de 200 MW, bénéficie d'énergie supplémentaire provenant de l'interconnexion avec la Côte d'Ivoire. *Idem* pour le Mali qui tire profit de l'hydroélectricité au même titre mais à des niveaux différents que les autres membres de l'OMVS.

<sup>6</sup> Forum Africain de l'Énergie Électrique tenu à Dakar les 19, 20 et 21 mai 2011 à l'hôtel Radisson .

### **1.3.2. Au Maghreb**

Face à la forte croissance de leur demande énergétique liée à leur développement économique, les pays du Maghreb et, dans une moindre mesure, l'Égypte et la Libye, s'ils continuent de s'arrimer à l'Europe, sont les mieux placés pour résoudre leurs problèmes. D'autant que l'Afrique du Nord compte deux grands pays producteurs, l'Algérie et la Libye, et un niveau d'électrification proche de 100 % pour les trois pays maghrébins. Leur solution passe en grande partie par leur raccordement au Vieux Continent. Ainsi, les projets d'interconnexion électrique se multiplient entre les pays du nord et du sud du Bassin méditerranéen. Déjà deux lignes à haute tension relient le Maroc et l'Algérie à l'Europe. Ces dernières s'inscrivent dans le cadre du grand projet Med Ring, qui vise à développer une boucle électrique entre les deux rives de la Méditerranée, ouvrant la perspective d'un véritable marché commun de l'énergie. Maroc, Algérie, Tunisie d'un côté, et Libye, Égypte, Jordanie, Syrie de l'autre sont déjà interconnectés. Deux maillons restent à réaliser, l'un avec la Libye au sud et l'autre avec la Turquie au nord, selon RTE (Réseau de Transport d'Electricité), le gestionnaire du réseau français de transport d'électricité, partie prenante du projet. Ces pays emboîtent le pas de la Tunisie, une exception dans le paysage énergétique africain: elle est le seul pays à produire depuis vingt ans plus d'énergie qu'elle n'en consomme. Un exemple à suivre...(Perspectives Monde, 2010)

### **1.3.3. En Europe**

Le 1<sup>er</sup> PIE mondial et leader mondial sur le marché de l'électricité est GDF Suez<sup>7</sup>. Il est le cinquième producteur d'électricité en Europe. La fusion de GDF Suez avec International Power, finalisée le 3 février 2011, renforce le leadership mondial du Groupe dans le secteur des services aux collectivités. GDF Suez dispose d'une capacité de production d'électricité de 78,2 GW, 113 GW en incluant International Power, avec lequel le Groupe a fait une fusion-acquisition début 2011. Depuis le rapprochement, GDF Suez est non seulement le 1<sup>er</sup> producteur indépendant d'électricité mais aussi le 1<sup>er</sup> opérateur du secteur des utilities mondial en termes de chiffre d'affaires. L'objectif est d'atteindre 150 GW de capacités installées d'ici 2016, dont 90 GW hors d'Europe. (Perspectives Monde, 2010)

---

<sup>7</sup> Né de la fusion entre Gaz de France et Suez – [www.gdfsuez.com](http://www.gdfsuez.com)

- 1<sup>er</sup> PIE dans le monde,
- 5<sup>ème</sup> producteur d'électricité en Europe,
- 1<sup>er</sup> producteur d'électricité en Belgique et aux Pays-Bas,
- 2<sup>ème</sup> producteur en France, 6<sup>e</sup> en Italie,
- 1<sup>er</sup> PIE au Brésil et en Thaïlande,
- 4<sup>ème</sup> fournisseur d'électricité aux industriels et aux professionnels (marché non-résidentiel) aux Etats-Unis
- 1<sup>er</sup> développeur privé d'énergie dans les pays du Golfe en termes de capacité installée. (GDF Suez, 2011)

Le Groupe occupe également une place importante en Europe centrale (Pologne, Hongrie), en Amérique latine (Brésil, Chili), en Asie (Chine, Thaïlande, Singapour) au Moyen-Orient et en Australie.

### **Conclusion 1<sup>er</sup> chapitre.**

En dépit de ces difficultés, beaucoup de PIE sont en projet dans plusieurs pays.

Cependant, de plus en plus de gouvernements rencontrent des difficultés avec les PIE:

- dans certains pays, tels que le Pakistan, l'Inde, l'Ouganda et l'Indonésie, les PIE ont été l'objet de longues batailles juridiques, politiques et économiques, de scandales de corruption accompagnés d'appels à la renégociation des conditions très favorables accordées aux producteurs d'électricité par des gouvernements précédents (Sénégal)
- d'autres pays ont vu la société en charge du service public de l'électricité paralysée de dettes dues aux PIE comme par exemple la République Dominicaine et la Tanzanie;
- dans quelques pays, par ex. les Philippines qui ont réussi à mettre en oeuvre une réforme de libéralisation du secteur de l'électricité, les contrats conclus par des sociétés publiques sont devenus un fardeau sur le secteur public puisqu'ils se sont convertis en coûts perdus qui doivent ensuite être recouverts par des redevances sur la consommation d'électricité.

## **Chapitre 2: LES MODALITES D'INTRODUCTION ET LE FINANCEMENT DE LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE.**

Le but de ce chapitre sera de décrire les modalités et la structure de financement de la production indépendante d'électricité et des différentes voies permettant de répartir les risques, à la fois de manière équitable et à la satisfaction des prêteurs. Cette description n'est bien sûr pas exhaustive. Les pays d'accueil et les parties en présence auront une influence sur le degré de variété et de ramification des contrats nécessaires.

La compréhension de ce processus est indispensable avant toute implémentation ou mise en œuvre de la PIE.

### **2.1. Modalités d'introduction**

La volonté d'un producteur indépendant de s'investir dans un projet de production, d'y injecter des fonds pour la construction et l'exploitation d'une usine dépendra du taux de rendement qu'il obtiendra de son investissement, mais la volonté des gouvernements et des prêteurs d'appuyer de tels projets sera fonction du caractère équitable de la répartition du risque attaché à chaque projet. Il va sans dire que le rôle des gouvernements est essentiel, car ceux-ci sont souvent les mieux placés pour prendre en charge certains risques. Par ailleurs, l'investisseur privé n'est pas à la recherche d'un modèle contractuel spécifique ou unique, il recherche plutôt un environnement lui accordant certaines garanties et un certain niveau de confort. Pour traiter des modalités d'introduction de la PIE nous examinerons dans un premier temps l'environnement juridique et réglementaire, nous traiterons ensuite la mise en concurrence et l'appel d'offres, enfin nous aborderons les contrats qui feront l'objet de négociations dans le cadre de la mise en œuvre du projet de PIE en soulignant au passage certains aspects pratiques et difficultés rencontrées. (MASSICOTE, 1997:221)

#### **2.1.1. L'environnement réglementaire, économique et politique**

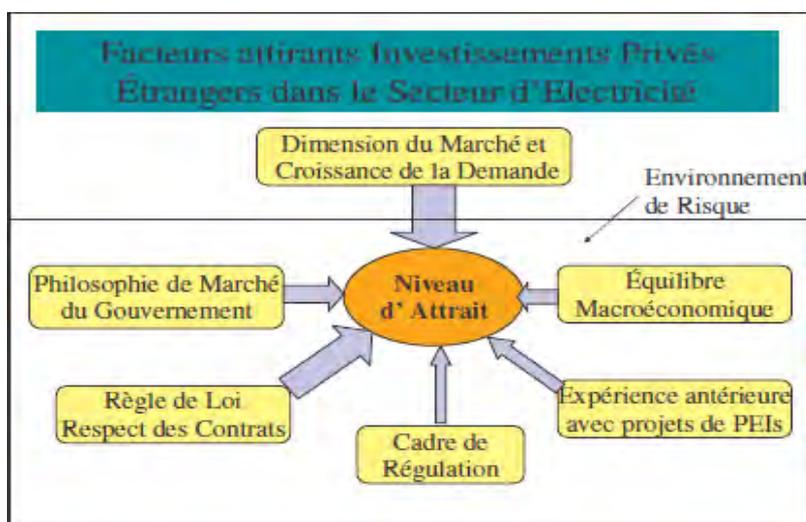
L'introduction de la PIE ne requiert pas une réglementation très développée. La production d'électricité ne comportant pas les caractéristiques de monopole, l'élément de concurrence pour l'obtention du contrat d'achat sera important pour assurer l'efficacité.

Par contre, l'acheteur, le plus souvent l'entreprise réseau, sera soumis à une certaine forme de réglementation ou de contrôle afin d'assurer la transparence du processus, l'accès réseau et la coopération entre les intervenants du secteur.

Cependant, la négociation des documents contractuels se rapportant à la PIE devrait se faire dans le contexte d'une programmation de long terme de l'industrie, afin que les réformes envisagées ne soient pas incompatibles avec les dispositions contractuelles en vigueur.

Il est certes important de mettre en place un cadre législatif et réglementaire au préalable pour favoriser l'introduction de la PIE mais le plus souvent, les droits et obligations, de même que les clauses de sauvegarde du producteur, de l'acheteur et du gouvernement soient clairement définis dans la documentation spécifique au projet telle que le Contrat d'Achat d'Electricité (CAE). L'existence d'un tel cadre, bien que non primordiale pour l'introduction de la PIE, est donc un élément d'attraction des investissements. Par ailleurs, certaines dispositions juridiques élémentaires devront être mises en place. Afin de déterminer les chances de succès d'un investissement et les risques s'y rattachant, et aussi d'identifier les clauses qui devront être incluses dans les conventions relatives au projet, le promoteur et ses conseils procéderont à une vérification diligente, qui est une sorte de radiographie de l'environnement législatif et économique permettant de préparer les négociations et d'évaluer les risques rattachés à l'investissement. MASSICOTE, 1997:223)

**Figure 3: Facteurs attirants Investissements Privés Etrangers dans le secteur de l'électricité**



Source: L'investissement direct Etranger au service du Développement – OCDE, 2004.

Les praticiens disposent tous d'une liste de questions susceptibles de les guider dans leur examen de la situation, sommairement cette liste traite des questions suivantes :

- l'environnement politique ;
- la structure de l'industrie ;
- la structure de la tarification ;
- du régime des approbations et d'obtention des permis, exonérations et dérogations ;
- le régime des changes, la convertibilité des devises, les prêts étrangers
- le régime fiscal et douanier ;
- les obligations en matière de protection de l'environnement ;
- le mode de règlement des différends ;
- les traités internationaux auxquels est partie le pays d'accueil. (MASSICOTE, 1997:224)

#### **2.1.1.1. Le contexte juridique sénégalais**

L'électricité au Sénégal est réglementée par le Décret 84-1128 du 4 Octobre 1984, lequel distingue deux catégories de production :

- la « **Production Publique** », provenant des centrales exploitées dans le cadre du service public ;
- la « **Production Privée** », soumise à autorisation ministérielle préalable.

Le Décret spécifie que, dans les zones déjà alimentées par la distribution publique, les productions privées peuvent être autorisées et contrôlées, à condition de permettre, si s'est nécessaire, un renforcement de la production publique, voire d'y suppléer. En d'autres termes, la production privée destinée exclusivement à la distribution publique est possible si la nécessité est établie. L'autorité qui établit cette nécessité n'est cependant pas identifiée par le Décret. Le texte sénégalais s'arrête donc à la possibilité d'ouverture de la production d'électricité au secteur privé et à la procédure administrative d'autorisation. Il faut également comprendre que c'est l'opérateur qui doit se manifester, en montant un dossier dont les éléments constitutifs n'ont pas été précisés et en se soumettant à une enquête administrative pour s'assurer :

- de l'intérêt et de l'opportunité de créer une source d'alimentation électrique autonome,

- de la compatibilité de la création de cette source avec les moyens existants du service public ou avec les projets existants,
- du respect des règles de sécurité. (CRSE, 2011)

### **2.1.1.2. Les avantages du code des investissements**

Le code des investissements du Sénégal offre un certain nombre d'avantages d'ordre fiscal à tout investisseur dont le projet a été agréé par les autorités.

Pendant la période de réalisation de l'investissement, l'investisseur bénéficie d'une exonération des droits et d'une suspension des taxes perçus à l'entrée sur les matériels et matériaux importés mais aussi ceux produits et fabriqués au Sénégal spécifiquement destinés à la production ou à l'exploitation dans le cadre de la réalisation du programme agréé. Enfin, le code garantit le droit au transfert des capitaux et des revenus de l'investisseur. (APIX, 2011)

### **2.1.2. La mise en concurrence et l'appel d'offres**

L'évaluation de l'investissement du promoteur s'effectuera le plus souvent en réponse à un appel d'offres ou de mise en concurrence. L'appel d'offres doit permettre à l'acheteur de déterminer si le secteur privé est en mesure de combler ses besoins. Il a aussi l'avantage de permettre la réception de propositions diverses en termes de prix et d'allocation des risques.

Dans l'intérêt des parties, ce processus doit reposer sur des considérations de transparence et de clarté, tous les éléments de réelle concurrence doivent s'y retrouver dans l'intérêt des Etats et des investisseurs. Ces derniers refuseront de s'engager s'ils ont le sentiment que tout est « joué d'avance ». La mise en concurrence ne saurait atteindre les objectifs poursuivis si elle ne s'inscrit pas dans une démarche cohérente et bien planifiée, permettant ainsi d'éviter les retards et les discussions futiles. Les règles d'appel d'offres devraient être publiées, et leur exécution placée sous la responsabilité d'un organisme unique, évitant ainsi la multiplication des interlocuteurs. (MASSICOTE, 1997 :224)

L'étape de la préparation du projet est cruciale et peut influencer sur la poursuite du processus ; ainsi, il est recommandé de préparer une étude de faisabilité.

### **2.1.2.1. L'étude de faisabilité**

Elle permettra à l'acheteur et à l'Etat d'évaluer les composantes du projet et de déterminer si l'entreprise privée peut être d'assistance.

L'étude de faisabilité répondra notamment aux questions suivantes :

- Quelles sont les exigences en matière de capacité ?
- Quel sera le mode d'opération ?
- Quel sera le calendrier de construction ?
- Une technologie est elle à privilégier ?
- Que sera le combustible : quelle est sa source, sa disponibilité, les possibilités de stockage et les exigences minimales de stockage ?
- Que représenteront les autres coûts, ceux rattachés au contrat d'exploitation et d'entretien<sup>8</sup>, les coûts de l'électricité produite ?
- Quels sont les risques afférents à la mise en œuvre du projet ?

Cette étude de faisabilité sera bien sûr préliminaire, puisque l'investisseur sera appelé à faire la même démarche, et même plus approfondie pour convaincre les prêteurs<sup>9</sup> à participer au projet. Lorsque les autorités compétentes jugeront que la production indépendante est économiquement viable, ils passeront à la seconde phase de pré qualification. (MASSICOTE, 1997 :224)

Habituellement le pré qualification consiste à choisir trois ou quatre promoteurs reconnus pour leurs ressources financières et leur expertise dans le domaine. Cette sélection devrait se faire, cela va sans dire, sans pression aucune. Il n'est pas interdit d'exiger l'envoi d'une lettre de déclaration d'intérêt permettant de dresser la liste des entreprises pré qualifiées. Après cette pré-qualification, il est demandé aux investisseurs de présenter des propositions sur la base d'un dossier qui leur sera transmis.

### **2.1.2.2. La demande de propositions**

---

<sup>8</sup> O&M : Operation and Maintenance

<sup>9</sup> Il ne faut pas confondre les prêteurs avec l'investisseur : ce dernier est le client du prêteur

A cette étape, il convient que les arrangements relatifs aux infrastructures soient formalisés. De même, la mise à disposition des terres (bail emphytéotique, emprise route etc...) aura été réglée ou, à tout le moins, la procédure facilitant cette mise à disposition sera établie. C'est aussi à cette étape qu'il faudra procéder au réajustement indispensable de certains éléments légaux.

### **2.1.3. La Convention d'Etablissement et le Contrat d'Achat d'Electricité**

Le but de la convention d'établissement est de définir les liens entre l'investisseur, les différents ministères et les agences impliquées dans le projet tandis que le contrat d'achat d'électricité permet aux prêteurs de confirmer si le projet pourra générer suffisamment de revenus pour en assurer la viabilité économique dans des conditions satisfaisantes en termes de risques.

#### **2.1.3.1. La Convention d'Etablissement**

Cette convention sera importante dans la mesure où l'investisseur considèrera l'environnement législatif et réglementaire insuffisant pour la protection de ses intérêts<sup>10</sup>.

Elle traitera notamment des droits et des obligations des parties et de la répartition du risque dans le cadre de la mise en œuvre et de l'exploitation du projet de production d'électricité, décrira les avantages accordés par l'Etat dans le cadre du projet.

Les dispositions de la convention d'établissement seront, si l'on peut dire, taillées sur mesure et tiendront compte des résultats de la vérification diligente effectuée par l'investisseur.

De manière générale, la convention d'établissement traitera de sujets aussi divers que :

- la description du projet ;
- la mise à disposition du site ;
- les conditions préalables à la prise d'effet de la convention d'établissement ;
- les obligations de l'Etat aux fins d'assister l'investisseur, particulièrement dans ses démarches pour l'obtention des autorisations nécessaires permettant d'entreprendre le

---

<sup>10</sup> Dans des pays bénéficiant d'un cadre juridique stable, clair et transparent comme le Sénégal, l'intérêt de la convention d'établissement se trouve diminué. Les parties porteront plutôt leur attention sur le contrat d'achat

projet et de poursuivre l'exploitation. Cela peut englober les autorisations relatives à la prise de sûretés, au contrôle des changes, à la convertibilité des devises, l'immigration, aux permis d'exploitation, de construction, d'utilisation et de stockage du combustible, etc. ;

- les délais d'exécution ;
- les obligations relatives à l'environnement (délais non respectés, performance technique non conforme, interruption du projet) ;
- les sûretés en faveur de l'Etat et des dommages à verser à l'Etat dans certaines circonstances ;
- le droit accordé à l'investisseur d'octroyer des sûretés en faveur de ses créanciers et l'engagement de l'Etat à ne pas faire obstacle à l'exécution de ces sûretés ;

Cette liste n'est bien sûr pas exhaustive, mais a pour but de donner une idée générale des sujets qui peuvent se retrouver dans une convention d'établissement. (FINON, 1997 :206)

### **2.1.3.2. Le Contrat d'Achat d'Electricité**

Ce document clé mentionné plus haut est le Contrat d'Achat d'Electricité (CAE), autrement appelé « PPA<sup>11</sup> » Ce contrat est en effet déterminant, dans la mesure où il permet aux prêteurs de confirmer si le projet pourra générer suffisamment de revenus pour en assurer la viabilité économique dans des conditions satisfaisantes en termes de risques. Plusieurs des sujets traités dans ce contrat étant influencés par des dispositions qui se retrouvent dans la convention d'établissement, il est recommandé de finaliser la convention d'établissement le cas échéant, avant de se lancer dans la négociation du contrat d'achat.

Le PPA doit être :

- suffisamment détaillé pour traiter de tous les événements majeurs susceptibles de subvenir,
- équilibré entre l'investisseur et l'acheteur,
- équitable et raisonnable en ce qui a trait à la répartition des risques et des responsabilités.

---

<sup>11</sup> PPA: Power Purchase Agreement

Le PPA traitera :

- de l'obligation pour l'acheteur de payer pour la puissance disponible et pour la fourniture d'énergie. La méthode usuelle de tarification est divisée en deux parties : le coût de la puissance disponible et la taxe proportionnelle à l'énergie consommée. Le coût de la puissance disponible couvre les coûts fixes de capacité, alors que la taxe proportionnelle d'énergie consommée englobe les coûts fixes du combustible et certains coûts variables d'exploitation.

de la mise en service présumée, permettant au producteur de recevoir le paiement du coût de puissance disponible, en certaines circonstances, bien que l'usine ne puisse offrir la capacité. Ainsi lorsque l'acheteur n'a pas complété les interconnexions dans les délais requis ou n'aura pas fourni l'énergie nécessaire pour la mise en service de l'usine, le producteur pourra exiger le paiement des frais de capacité disponible. (MASSICOTE, 1997 :229)

Le contrat devra décrire de manière précise les événements donnant droit à ce paiement, le moment où il commence et se termine, et établir la procédure à suivre.

- des dommages liquidés. Le producteur pourra être appelé à indemniser l'acheteur si, par exemple, l'usine ne satisfait pas aux critères de performances convenus d'avance ou s'il y a des délais dans le cadre de la mise en service de l'unité de production ;
- des obligations en matière d'opération et d'entretien. Les parties conviendront d'un calendrier d'entretien, qui permettra à l'acheteur d'assurer une gestion harmonieuse du réseau. On pourra y stipuler le droit de l'acheteur d'approuver ce calendrier et de le modifier dans le cadre de sa gestion du réseau, sujet à une procédure adéquate de modification et, parfois au versement d'une indemnité ;
- des procédures de mesure de la capacité et de l'énergie délivrée, des caractéristiques des compteurs, des tests d'efficacité ;
- des obligations en matière de combustible et de stockage, et des conséquences financières lorsque le combustible n'est pas disponible ; (le contrat de fourniture de combustible aura ici une importance considérable.)
- des procédures de facturation et de paiement, y compris le traitement des situations lorsqu'il y a divergence sur les montants ;
- des conséquences lorsque survient un changement sur les lois ayant un impact sur le producteur ;

- des exigences en matière de couverture d'assurances ;
- des cas de force majeure et de ses conséquences ;
- de la durée et des possibilités de prorogation ;
- de la résiliation par les parties en certaines circonstances bien définies. Dans cette éventualité, l'acheteur aura la possibilité de racheter l'usine de production à un prix calculé selon une formule que l'on retrouvera en annexe du PPA et qui pourra varier selon que la résiliation sera attribuable au fait du producteur ou au fait de l'acheteur ;
- de la procédure de règlement des litiges, d'arbitrage et de recours. (MASSICOTE, 1997 :230)

## **2.2. Le financement**

Il s'agira de convaincre les prêteurs que le projet envisagé pourra dégager, pendant sa durée, les revenus nécessaires pour couvrir les coûts du service de la dette et les coûts d'exploitation, et procurer à l'investisseur un taux de rendement raisonnable sur ses fonds propres. Il est essentiel que le projet soit soutenu par des investisseurs solides, soucieux d'y injecter des fonds propres et ayant une bonne réputation dans leur domaine d'activités. Le projet augmentera ses chances d'être financé par les prêteurs si, par exemple, l'investisseur injecte un montant important de fonds propres dans la société à vocation unique<sup>12</sup>. Le succès du financement de la production indépendante dépendra aussi de la capacité des parties de remplir leurs obligations aux termes des contrats ou autres documents qui se rapportent au projet. (MASSICOTE, 1997 :286)

### **2.2.1. La Viabilité du projet**

Un élément important, pour les prêteurs, est l'identité de l'investisseur. Il faudra s'assurer que celui-ci a la capacité financière nécessaire, qu'il a l'expérience requise dans le domaine, notamment dans la construction ou l'exploitation d'un projet du type proposé. De même, les prêteurs s'assureront que les partenaires de l'investisseur (constructeurs, exploitants) ont les mêmes qualités et aptitudes.

#### **2.2.1.1. Documents pré-requis**

---

<sup>12</sup> C'est-à-dire une société constituée aux seules fins du projet et qui, lors du lancement n'aura aucun actif tangible.

La PIE requerra généralement la rédaction et l'obtention des documents suivants<sup>13</sup> :

- la convention d'établissement ou le contrat de concession,
- le contrat se rapportant à l'acquisition ou à l'usage du site,
- les autorisations gouvernementales essentielles à l'exploitation
- l'accord entre actionnaires, si plusieurs investisseurs participent au projet,
- le contrat de construction,
- le contrat d'achat d'électricité,
- le contrat de fourniture en combustible,
- le contrat d'exploitation et de maintenance,
- le contrat avec les institutions financières multilatérales,
- la garantie souveraine de l'Etat.

Les prêteurs devront d'abord être assurés que le projet sera de nature à générer suffisamment de revenus pour que le PIE puisse respecter ses obligations financières, mais aussi que le risque est équitablement réparti entre toutes les Parties aux contrats décrits ci-dessus et que celles-ci ont la capacité de le contrôler et de l'assumer. (MASSICOTE, 1997 :286)

#### **2.2.1.2. Prise de connaissance du projet**

Le business plan préparé par l'investisseur sera le point de départ de cet examen.

Les prêteurs chercheront à avoir l'assurance que le financement ne sera pas exposé à des risques incontrôlables et qu'il sera remboursé conformément aux modalités de la convention de crédit. Ils prendront ensuite connaissance du plan d'affaires préparé par l'investisseur. Ils n'auront pas à préparer le plan d'affaires ; leur tâche sera plutôt d'analyser rigoureusement les divers éléments composant ce plan.

Chaque hypothèse sera examinée, et des simulations seront effectuées afin d'établir la capacité du projet de dégager les revenus nécessaires, même en tenant compte des scénarios les plus pessimistes. Ils évalueront aussi la structure des coûts de construction du projet, le ratio dette/fonds propres, l'efficacité de la technologie proposée, le prix de l'électricité, les coûts et les garanties de fourniture de combustible, etc. Dans l'éventualité où aux termes de

---

<sup>13</sup> L'étendue de la documentation dépendra du facteur de risque que le prêteur attribuera au projet

cet examen, les prêteurs seront insatisfaits des conclusions, ils pourront exiger de l'investisseur qu'il augmente sa contribution en fonds propres ou, simplement, refuseront d'aller de l'avant.

Si les prêteurs sont satisfaits, ils s'assureront que les risques associés au projet sont adéquatement répartis, contrôlés et atténués. Il n'y a pas de règles d'or en cette matière, bien que l'approche soit assez commune. Mais, comme dans plusieurs autres domaines, la concurrence entre les prêteurs a fait que certains d'entre eux sont désormais disposés à prendre une plus large part de risques que par le passé.

Certains prêteurs ont dégagé quatre règles en matière d'appréciation des risques :

- Si vous faites face aux risques : comprenez-les !
- Si vous les comprenez : tentez de les partager !
- Si vous ne pouvez les partager : tentez de les mitiger !
- Si vous ne pouvez les mitiger : obtenez un meilleur taux de rendement pour ces risques ou ne les assumez pas du tout ! disait "Martin J. Frank, codirecteur, Project Finance, Kreditanstalt, Vienne".

La question est, bien sûr de déterminer quels sont les risques, comment les partager et comment les mitiger. (MASSICOTE, 1997 :288)

### **2.2.2. L'identification des risques**

Une distinction sera habituellement faite entre les risques de nature commerciale et les risques politiques, soit ceux liés à l'incertitude de l'environnement juridique du pays d'accueil et à l'instabilité de son régime politique. Ces risques seront ensuite examinés dans le contexte des différentes phases de la vie du projet : la phase de construction et la phase d'exploitation. (KAMGAING, 1997 :300)

#### **2.2.2.1. La phase de construction**

La préoccupation des prêteurs, au cours de cette phase, est de s'assurer que le projet sera dûment complété à l'intérieur des délais prévu et en respectant le budget alloué. On distinguera notamment les risques suivants :

- l'augmentation des coûts de construction,

- les délais imprévus de construction,
- le défaut de respecter les paramètres de performance,
- le changement de spécifications en réponse à un changement de législation ou à un raffinement de devis,
- la force majeure, telle que les désastres naturels, les épidémies, les événements politiques (expropriation, retrait de permis, invalidité des garanties gouvernementales, la guerre, les émeutes, les changements de lois, les grèves ou désordres de nature nationale, etc.)

#### **2.2.2.2. La phase d'exploitation**

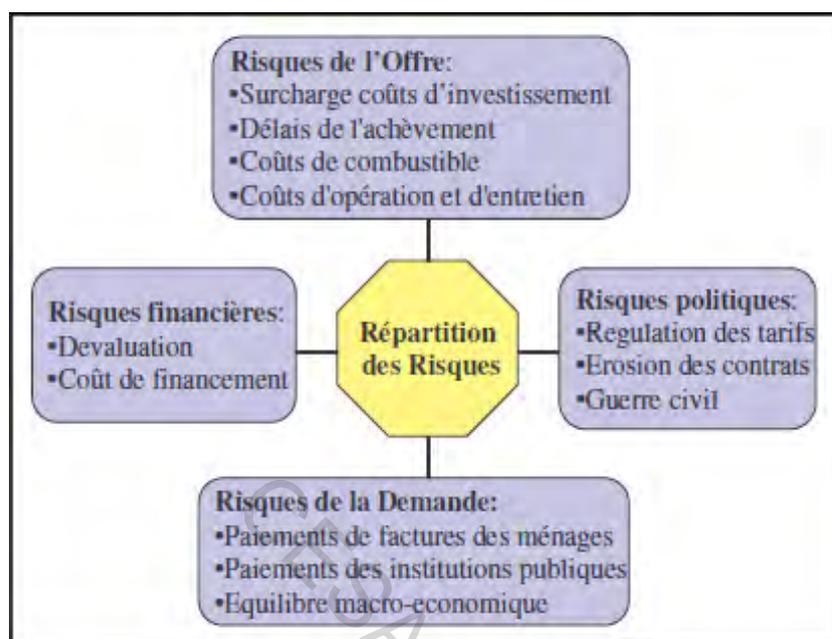
En ce qui concerne cette phase, les parties tenteront d'identifier les événements susceptibles d'affecter le projet, plus particulièrement sa capacité de générer des revenus. On distinguera notamment :

- l'efficacité du projet,
- l'augmentation des coûts d'exploitation,
- la disponibilité et le prix du combustible,
- la capacité financière de l'acheteur d'électricité,
- l'inflation,
- l'augmentation des taux d'intérêts
- les fluctuations du taux de change,
- la force majeure

#### **2.3. L'atténuation et la répartition des risques**

Du point de vue des prêteurs, les événements décrits ci-dessus seront susceptibles de mettre en péril la viabilité du projet et, de ce fait, le remboursement de leurs créances. Le principe applicable sera la mitigation et le partage du risque, en l'allouant à la personne la mieux à même de le contrôler et de l'assumer. (KAMGAING, 1997 :300)

**Figure 4: La répartition des risques dans les projets de PIE**



Source: L'investissement direct Etranger au service du Développement – OCDE, 2004

### 2.3.1. La phase de construction

Nous reprendrons ici certains des risques identifiés pendant cette phase et examinerons de quelle manière ils sont mitigés et répartis entre les parties.

#### 2.3.1.1. L'augmentation des coûts

Ce risque sera généralement partagé entre le constructeur, l'investisseur et les assureurs. Un moyen de protection contre l'augmentation des coûts sera la signature d'un contrat de construction à prix fixe (contrat clés en mains).

#### 2.3.1.2. Les délais imprévus

Il va sans dire que les délais auront un impact important sur la capacité du projet à générer les revenus permettant le remboursement de la dette conformément au calendrier convenu. Ces délais pourraient conduire au paiement de dommages en faveur de l'acheteur d'électricité, voire la résiliation du PPA.

On tentera de réduire ce risque en exigeant que le constructeur termine la construction du projet bien avant la date de mise en service prévue au PPA.

### **2.3.1.3. Le défaut de respect des paramètres de performance**

Ce risque pourrait être atténué en s'assurant que le constructeur s'engage de manière satisfaisante à faire appel à des contractants et à des employés qualifiés, On s'assurera que le constructeur garantisse les paramètres de performance et s'engage verser les montants nécessaires pour couvrir les dommages en cas de défaut.

### **2.3.1.4. La force majeure**

Elle sera définie de manière contractuelle, s'éloignant donc de la conception classique de l'expression. Le constructeur cherchera à en élargir la portée tandis que le producteur et les prêteurs auront une position contraire.

Le producteur cherchera aussi à transférer une partie du risque sur l'acheteur d'électricité en calquant, dans le PPA, la définition de force majeure qui se trouve dans le contrat de construction.

De cette manière, tout événement qui pourrait excuser le constructeur de la non-exécution de ses obligations permettra aussi au producteur d'être excusé dans les mêmes conditions et évitera ainsi le versement de dommages ou de pénalités à l'acheteur.

## **2.3.2. La phase d'exploitation**

Les risques identifiés par les prêteurs au cours de cette phase seront, ici encore, assumés par les parties susceptibles de les contrôler ou de les atténuer.

La répartition de la responsabilité se fera dans les différents contrats que l'on retrouve dans ce type de projet, tel le contrat d'achat d'électricité, le contrat de fourniture en combustible et le contrat d'entretien et d'exploitation. On cherchera aussi une protection auprès des assureurs et des institutions internationales de crédit et de l'Etat.

### **2.3.2.1. L'efficacité du projet**

Le projet peut ne pas répondre aux exigences de puissance disponible, lors de la mise en service ou en cours d'exploitation. Cette situation pourra conduire au paiement de pénalités par le producteur, mais grâce aux garanties accordées par le constructeur on pourra se prémunir contre de tels risques. Le producteur cherchera aussi à introduire dans le CAE des délais de grâce assez longs, lui permettant d'effectuer des réparations sans s'exposer à des sanctions. Pour leur part, les prêteurs exigeront du producteur qu'il maintienne un fonds de réserve suffisant pour financer le paiement de la dette sur une certaine période et obtiendront du producteur qu'il s'engage à ne pas rapatrier de fonds avant qu'une réserve en investissement ne soit constituée et atteigne un seuil prédéterminé.

Si le défaut est d'une ampleur telle qu'il permet à l'acheteur de résilier le CAE et de racheter le projet, les prêteurs exigeront que le prix d'achat soit au moins égal au montant des prêts consentis et non remboursés.

### **2.3.2.2. L'augmentation des coûts d'exploitation**

Une augmentation imprévue des coûts d'exploitation aussi aura un impact significatif susceptible d'être générés par le projet. Ce contrôle des coûts se fera particulièrement au moyen d'une rédaction contraignante du Contrat O&M. Afin de satisfaire les prêteurs, le O&M abordera notamment les questions suivantes :

- les coûts sous le contrôle de l'exploitant seront déterminés à l'avance, avec une formule d'ajustement arrêtée pour les années suivantes (par exemple la main d'œuvre et les dépenses administratives) ;
- certaines dépenses d'exploitation feront l'objet de mentions claires à l'effet qu'elles seront répercutées sur le tarif (par exemple le coût du combustible)

### **2.3.2.3. Le combustible**

La non disponibilité du combustible, de même que la hausse du prix de celui-ci sont évidemment des événements que les prêteurs voudront éviter s'ils ne sont pas contrôlés. En effet, ces événements auront un impact sur le niveau des revenus dégagés mais aussi sur la capacité de production du projet.

Le contrat de fourniture de combustible devrait être d'une durée au moins équivalente à la période de paiement de la dette, selon un prix fixe, ajusté en fonction du prix du marché.

Les prêteurs chercheront à réduire le risque d'exploitation lié au combustible, en s'assurant notamment que :

- la formule de calcul du tarif (coût de l'énergie) qui se trouve dans le CAE comporte les clauses d'ajustement nécessaires pour tenir compte de l'achat du combustible en devises fortes, le cas échéant, et que le prix du combustible soit automatiquement reflété et pris en compte dans le tarif.
- le producteur maintienne une réserve adéquate de combustible ;
- le fournisseur de combustible paie au producteur une pénalité en cas de défaut de fourniture de la quantité requise aux termes du contrat le liant au producteur ;
- les événements de force majeure stipulés au contrat de fourniture en combustible fassent l'objet d'une couverture d'assurance.

#### **2.3.2.4. La force majeure**

Les prêteurs exigeront que le projet puisse être assuré de manière adéquate. On retrouve une multitude de produits dans ce domaine : assurance responsabilité civile, assurance dommages etc. Il faudra aussi tenir compte du fait que leur coût sera finalement supporté par l'acheteur d'électricité, par voie d'inclusion dans le calcul des frais de puissance disponible.

Les risques se rapportant à la force majeure dite « politique » pourront être atténués, d'une certaine manière grâce à la garantie de l'Etat et à l'obligation de l'acheteur d'électricité de verser les frais de puissance disponible, même si le producteur est dans l'incapacité d'exploiter le projet à cause de cet événement. Le producteur aura aussi la faculté de transférer la propriété du projet à l'acheteur, à un prix calculé selon une formule complexe, permettant de déterminer la valeur résiduelle du PPA, «étant entendu que ce prix ne saurait être inférieur au montant de la dette impayée. (KAMGAING, 1997 :303)

## **Conclusion 2<sup>e</sup> chapitre.**

Les montages de projets de production indépendante impliquent un nombre beaucoup plus important de partenaires de contrats, ce qui entraîne des coûts de transaction élevés, alors qu'un montage de projet aux Etats-Unis ou en Grande-Bretagne implique essentiellement 3 contrats (financement, construction, achat). La situation politique et financière des pays industrialisés présente un degré d'incertitude faible et des coûts de transaction moindres.

Un montage de production indépendante dans un pays en développement implique en effet beaucoup plus de parties. Il s'en suit un nombre important de contrats à mettre sur pied autour du CAE qui se situe au centre de l'architecture contractuelle et sociétaire visant la diminution des risques inhérents du projet de PIE.

La description des contrats que l'on retrouve en matière de PIE n'est bien sûr pas exhaustive, plusieurs des sujets traités dans ces contrats doivent être adaptés aux particularités de l'industrie et du pays d'accueil. La rédaction des clauses sera aussi influencée par le jugement porté par le partenaire privé sur les risques de son investissement et les exigences des prêteurs pour assurer le caractère bancable du CAE.

Bien que nous nous soyons attardés sur la convention d'établissement et sur le contrat d'achat d'électricité, il faut garder à l'esprit qu'un projet de production indépendante requerra la rédaction d'autres outils juridiques, tels le contrat de construction<sup>14</sup> (clés en mains pour la plupart), le contrat de fourniture de combustible<sup>15</sup>, le contrat d'exploitation et de maintenance<sup>16</sup>, le contrat de garantie des paiements, etc.

Tous ces contrats auront un impact sur le CAE notamment en ce qui concerne l'allocation des risques.

---

<sup>14</sup> Appelé en anglais EPC (Engineering Procurement Contract)

<sup>15</sup> Appelé en anglais FSA (Fuel Supply Agreement)

<sup>16</sup> Appelé en anglais O&M (Operation and Maintenance Agreement)

### Chapitre 3: METHODOLOGIE DE L'ETUDE

Dans ce chapitre, nous tenterons d'exposer les différentes phases de la méthodologie utilisée dans le cadre de notre étude.

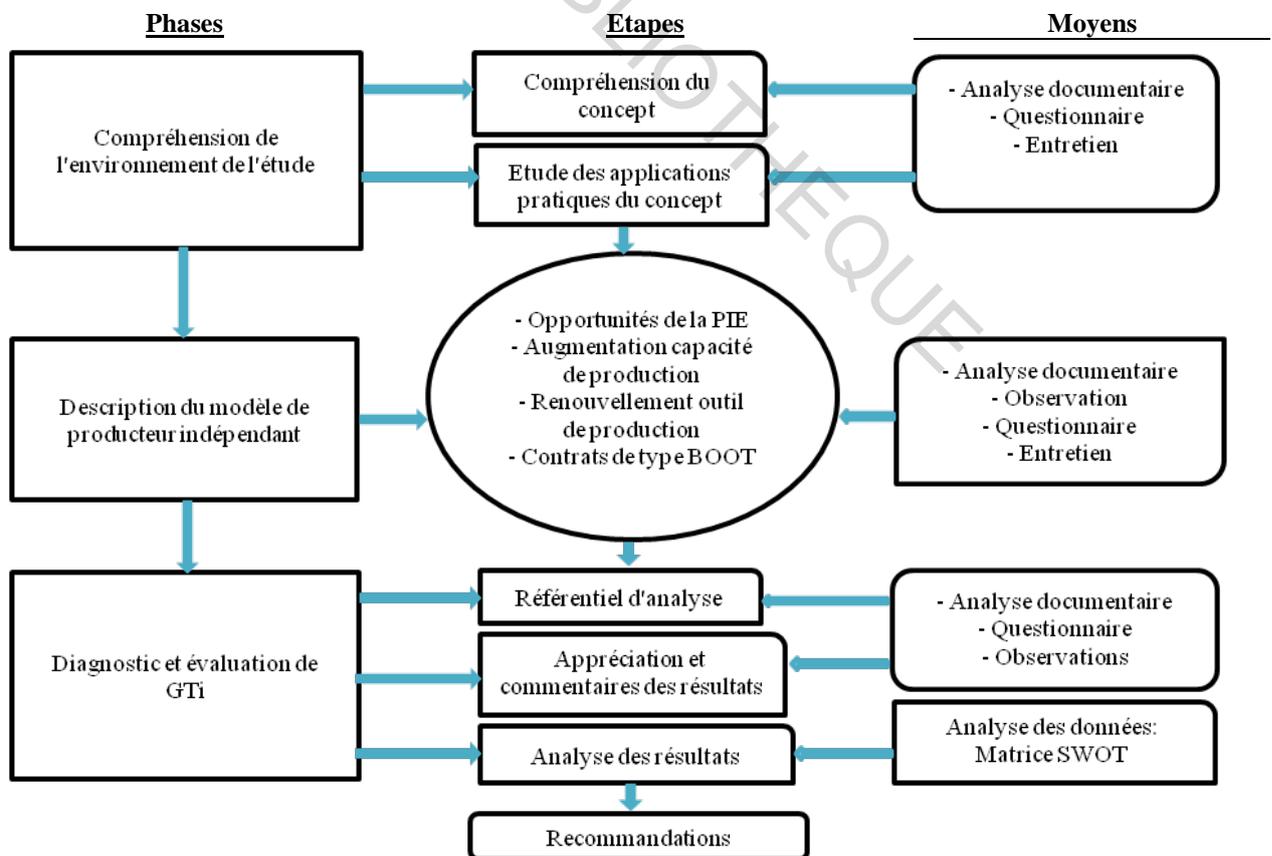
Dans un premier temps nous allons présenter le modèle d'analyse retenu, ensuite cerner la population de l'étude et enfin décrire les méthodes de collecte et d'analyse des données.

#### 3.1. Modèle d'analyse

Notre modèle d'analyse se décline en trois phases :

- la première a trait à la compréhension de l'environnement de l'étude (compréhension du concept de production indépendante d'électricité) ;
- la deuxième se rapporte à la description du modèle de production de GTi ;
- la troisième est consacrée à l'analyse des données recueillies à l'étape précédente et à la formulation de recommandations.

**Figure 5 : Schéma du modèle d'analyse**



Source: Nous même à partir de NGUESSAN Niamelet Kan (2012)

### **3.2. Cadre de l'étude**

De plus en plus, les entreprises évoluent dans un univers dynamique et changeant. Elles sont constamment interpellées par la nécessité d'évaluer, d'adapter leur organisation aux mutations de l'environnement. Ceci implique pour l'entreprise, un recentrage permanent de ses objectifs et actions. Aujourd'hui le secteur de l'électricité traverse une crise sans précédent résultant selon le gouvernement en grande partie des performances économiques enregistrées par le Sénégal au cours des dix (10) dernières années avec une croissance du PIB de 5% par an qui se traduit par une croissance de la demande d'électricité entre 8% et 10% par an et une politique d'électrification systématique afin de permettre à un plus grand nombre de sénégalais d'avoir accès à l'électricité.

Le Sénégal vit sans conteste, une crise sérieuse dans le secteur de l'énergie et plus particulièrement celui de l'électricité qui se caractérise entre autres par un défaut de planification offre/demande et d'anticipation de ses besoins en électricité. Les chiffres révélés par les différents audits en attestent éloquemment.

Mais à ce niveau de notre analyse : nous analyserons qu'elle a été la contribution des Producteurs Indépendants d'Electricité (PIE) dans la résorption de cette crise? Augmentent-ils la capacité de production? Comblent-ils le manque d'investissement récurrent noté dans le secteur? Réduisent-ils les coûts de production de l'électricité? Améliorent-ils la situation financière de l'acheteur? Contribuent-ils à réduire l'endettement des gouvernements?

Voilà le type d'interrogations et questions que tout le monde se pose et auxquelles managers et acteurs du secteur s'efforcent partout de répondre.

### **3.3. Intérêt de l'étude**

Les entreprises du sous secteur de l'électricité sont souvent les poumons de l'économie d'un pays; leur contribution directe au Produit Intérieur Brut (PIB) est tangible et toute action d'ordre stratégique les engageant doit par conséquent être menée avec succès.

La production indépendante d'électricité demeure fort mal connue du grand public, plus grave encore, elle est parfois victime de confusions malheureuses qui tendent à lui attribuer une

vocation « opaque » qu'elle n'a pas, mais aussi en qualifiant ses contrats de « léonins »<sup>17</sup> à tort.

Mais est-ce réellement une opacité qui est à l'origine de tels soupçons ? N'est ce pas une méconnaissance du grand public des PIE ? Prenons le cas de « l'homme de la rue ». Sait-il ce qu'est la production indépendante d'électricité ? On peut en douter.

Au contraire, cette ignorance est souvent à l'origine d'amalgames malheureux. Ce climat défavorable à la PIE, résultant de telles confusions, fut particulièrement fort à la suite de « l'alternance »<sup>18</sup> accompagné d'appels du gouvernement en place à la renégociation des conditions dit « très favorables » accordées aux PIE par le gouvernement précédent.

Face à de tels préjugés, il convient de montrer concrètement ce qu'est la PIE.

Nous n'avons la prétention ni de parfaire cette dimension, ni d'offrir une solution universelle à la problématique, mais de mettre à la disposition des entreprises du sous secteur de l'électricité un modeste outil, fruit de notre expérience et de notre formation au CESAG. Outre ces intérêts, il y a notre propre désir d'acquérir à terme de l'expertise dans le domaine de la PIE surtout dans ses aspects qui touchent au management.

### **3.4. Techniques d'investigation**

Pour mener à bien ce travail, nous avons pensé qu'il était plus pratique d'utiliser la méthode qualitative pour recueillir les informations et les traiter.

Ainsi cette méthode à consisté pour nous à :

- chercher des informations empiriques à partir de la documentation : cette documentation constituée d'ouvrages, de rapports, de revues, d'articles de journaux, de sites internet nous à permis de recueillir beaucoup d'informations, d'idées de solutions
- interroger directement des personnes ressources
- exploiter les données de rapports récents sur le sujet

---

<sup>17</sup> Se dit d'un contrat pour lequel les charges en sont supportées par une seule des parties alors que l'autre en tire tous les avantages

<sup>18</sup> Changement de régime au Sénégal par l'élection en 2000 du Président Abdoulaye Wade

- analyser les pensées, discours, débats des uns et des autres d'autant plus que c'est un sujet qui est d'actualité.

### **3.4.1. Echantillonnage.**

L'objet de notre étude est la production indépendante d'électricité comme alternative face au déficit structurel de production de la SENELEC : Cas de GTi Dakar

Nos recherches et études ont été faites, au niveau du Cap des Biches à Rufisque, où se trouve la Centrale de GTi et au siège à Dakar, véritable multinationale dont les procédures sont harmonisées au niveau mondial.

### **3.4.2. Outils de recherche.**

Pour réaliser notre étude, nous avons utilisé les méthodes suivantes pour la collecte des données :

- l'entretien ;
- l'analyse documentaire ;
- l'observation physique ;

#### **3.4.2.1. L'entretien.**

L'entretien a consisté à une situation de face à face entre nous, le responsable de l'exploitation et le Directeur Technique. Il s'est fait à partir d'un guide d'entretien, constitué de questions ouvertes et fermées, portant essentiellement sur la production.

Il nous a permis de collecter différents éléments sur le fonctionnement des services de l'entreprise et leur contribution à la performance globale de la structure. Les éléments ainsi recueillis ont été très utiles pour la compréhension des méthodes utilisées en matière de production, d'exploitation, de maintenance et des activités au sein de la Centrale, ils nous ont par ailleurs aidé, à tester et vérifier les hypothèses de recherches posées dans notre étude.

Des entretiens ont été faits avec :

- le Chef de la Centrale;
- le Chef d'exploitation ;

- le Chef de maintenance ;
- un Chef de quart;
- le Responsable Administratif et Financier
- le Directeur Administratif et Financier de GTi ;
- le Directeur Technique de GTi.

### **3.4.2.2. L'analyse documentaire.**

L'étude documentaire nous a fourni diverses données quantitatives et qualitatives portant sur le fonctionnement de l'entreprise, les objectifs assignés et la gestion budgétaire des différents centres de responsabilités de l'organisation ; elle nous a permis de prendre connaissance des différents contrats et procédures en place et de comprendre la réglementation dont fait l'objet le secteur de l'énergie. Ainsi, nous avons pu consulter les documents suivants :

- Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'énergie (LPDSE)
- Loi n° 98-29 du 14 avril 1998 consacrant la réforme du secteur de l'électricité
- Organizational documents (manuel de procédures)
- Government approvals (autorisations gouvernementales)
- Insurance contracts (contrats d'assurance)
- Real state documents (documents financiers)
- Financing and security documents (documents financiers)
- EPC Agreement (contrat de construction)
- PPA (Contrat d'Achat d'Energie)
- O&M Agreement (Contrat d'exploitation et de Maintenance)
- FSA (Contrat de fourniture de combustible)

### **3.4.2.3. L'observation physique.**

Nous avons ainsi pu comprendre le management de l'organisation et nous imprégner de la culture et des valeurs véhiculés par celle-ci. Nous avons par ailleurs observé, si les procédures sont respectées comme l'indique le manuel de procédures et l'attitude que les dirigeants ont vis-à-vis de la gestion de la Centrale.

### **3.4.2.4. La méthode d'analyse SWOT**

La méthode SWOT est l'outil d'analyse stratégique que nous utiliserons pour étudier, d'une part les forces et les faiblesses de la PIE, et d'autre part les opportunités et les menaces de son environnement afin de formuler des recommandations de nature à améliorer le modèle de PIE à adopter et à mettre en œuvre.

### **3.1.1. Difficultés rencontrées.**

Vu notre surcharge de travail, nous avons eu beaucoup de difficultés en phase exploratoire pour ce qui concerne la recherche et la revue documentaire, car la littérature concernant notre thème est quasi inexistante.

Les principales difficultés rencontrées étaient liées à l'exploitation de la documentation en interne et à la disponibilité du personnel : la plupart des documents internes sont en anglais. Aussi, au moment d'administrer nos instruments de recherche, nos interlocuteurs n'ont pas toujours été accessibles et il nous a fallu faire preuve de beaucoup de souplesse et patience pour parvenir aux résultats voulus.

Pour l'évaluation financière, nous avons fait face à d'énormes difficultés pour l'obtention de certaines informations, vu leur caractère confidentiel.

### **Conclusion 3<sup>e</sup> chapitre.**

La présentation d'une œuvre exige une certaine logique dans la coordination de la recherche aussi bien documentaire que pratique. La méthodologie permettra de mieux appréhender la démarche à suivre pour parvenir à une recommandation optimale.

## **Conclusion partielle.**

La première partie de notre étude avait pour but de présenter et d'expliquer le concept, centre de notre mémoire à savoir la production indépendante d'électricité. Nous avons essayé ici de l'analyser, afin de voir dans quelle mesure la PIE pouvait contribuer à améliorer et résorber le déficit de production d'électricité.

La deuxième partie de notre recherche aura donc pour but d'étudier et d'analyser comment cette situation se réaliserait dans la pratique.

Selon les résultats d'un récent audit<sup>19</sup>, «en 2000, SENELEC avait seulement 398.000 abonnés et près de trois (3) millions de Sénégalais avaient accès à l'électricité alors qu'aujourd'hui en 2011 SENELEC a plus de 885.000 abonnés », donc plus de 7 millions de Sénégalais ont accès de nos jours à l'électricité. «Il faut noter que chaque Sénégalais consomme aujourd'hui plus d'électricité qu'avant, en effet 63% des clients actuels de SENELEC sont dans la tranche des consommateurs de plus de 150 KWh à savoir la tranche des grands consommateurs. Cela démontre incontestablement l'émergence d'une classe moyenne consommatrice de biens d'équipements et donc une amélioration certaine de la qualité de vie». Le déficit de production de la SENELEC se situant entre 150 et 200 MWh.

---

<sup>19</sup> Rapport Audit de la Senelec du cabinet Mc Kinsey commandité par le Ministère de l'Energie à la fin de l'année 2010

**DEUXIEME PARTIE :**  
**CADRE PRATIQUE DE L'ETUDE**

Dans cette deuxième partie, nous ferons une présentation de GTi. Mais, plus qu'une simple présentation, sera nécessaire à la compréhension de l'environnement de l'entreprise et de son système production, cette partie doit être considérée comme l'aboutissement de la première étape de notre méthodologie.

Notre étude pratique s'est déroulée, pendant plusieurs mois au sein de GTi et plus particulièrement à la centrale électrique du Cap des Biches, qui a en charge la production, l'exploitation et la maintenance. Au cours de notre recherche, nous avons participé à l'ensemble du processus aboutissant à la production de l'électricité.

Cette expérience nous a permis d'abord de mieux comprendre l'environnement de l'entreprise, mais aussi de tirer des enseignements, qui à notre avis pourront renforcer la contribution de la PIE dans la résorption du déficit de production.

Cette deuxième partie comporte trois chapitres :

- la présentation de l'entité ;
- la production indépendante d'électricité au Sénégal ;
- l'examen critique du Contrat d'Achat d'Energie GTi- SENELEC.

## **Chapitre 4 : PRESENTATION DE L'ENTITE**

Notre étude a été réalisée au sein de l'entreprise Greenwich Turbine incorporated (GTi), Producteur Indépendant d'Electricité, société américaine dont les principaux actionnaires sont General Electric (60%), Edison (30%) et IFC (10%) sis au 2, Place de l'Indépendance - Immeuble SDIH à Dakar. C'est la succursale d'une SARL (Société à Responsabilité Limitée) du même nom au capital de \$40.000 dont le siège se trouve aux Iles Caymans.

Ce chapitre sera consacré à la présentation de GTi Dakar et des autres producteurs indépendants d'électricité avec qui la SENELEC a signé des contrats d'achat; nous exposerons également dans cette partie, le contexte général dans lequel ont été menés nos travaux.

### **4.1. Présentation de GTi**

Il sera question ici de l'historique, de l'organisation générale et l'environnement dans lequel évolue GTi.

#### **4.1.1. Historique**

Née d'une convention signée avec la SENELEC le 13 décembre 1996, la réalisation du projet s'est effectuée en deux phases:

- Phase 1: fonctionnement en cycle simple depuis le 22 octobre 1999
- Phase 2: fonctionnement en cycle combiné depuis et le 18 décembre 2000

La Centrale électrique de GTi est du type cycle combiné de 50MW, comprenant une turbine à gaz General Electric ayant une puissance nominale en base environ 35MW, tandis que la section vapeur associée a une puissance nominale de l'ordre de 15MW.

La centrale utilise comme combustible de base, le Diesel Oil (Distillat) et exceptionnellement du Naphta (ce combustible n'est quasiment plus produit par la SAR).

La centrale fonctionne à feu continu, 24h/24h , sauf pendant les périodes de visite ou de révision pour maintenance programmée .

La centrale participait entre 2000 et 2005 à hauteur de 20 % de la production d'énergie sur le réseau national interconnecté. Aujourd'hui avec l'augmentation de puissance des nouvelles installations, GTi ne participe qu'à hauteur de 10%. Sa production annuelle se situe entre 300 et 360 GWH.

A l'issue de l'appel d'offres lancé par la SENELEC, la société Greenwich Turbine Inc, (GTi) a été déclarée adjudicataire. Après cinq mois de négociation, un Contrat d'Achat d'Energie (CAE) d'une durée de quinze (15) ans (à partir de la date du 18 décembre 2000), liant la SENELEC et GTI a été signé le 13 décembre 1996.

Ce contrat a pour objet la construction, l'exploitation de la centrale pendant quinze ans, la vente d'énergie à SENELEC comme acheteur unique et le transfert de la propriété de la centrale au terme de l'exécution du contrat (BOOT). Le contrat prévoit un achat minimal et obligatoire d'énergie de 300 GWh par an (Take or Pay). La facturation de l'énergie de GTi à SENELEC est mensuelle et l'échéance de paiement est de quarante cinq (45) jours date de réception. (PPA, 1996)

Pendant la durée du contrat il n'est pas prévu de clauses de renégociation dudit contrat.

La centrale de GTi est un cycle combiné de 50 MW situé sur le site de Cap des Biches. Elle a nécessité un investissement de quarante cinq milliards de francs (45.000.000.000 FCFA). La mise en service s'est faite en deux étapes, la turbine à gaz le 22 octobre 1999 et le 18 décembre 2000 la date d'achèvement de la centrale a été prononcée.

1<sup>er</sup> PIE installé au Sénégal, la centrale GTi est une centrale électrique qui comporte une seule machine à cycle combiné constituée d'une turbine à combustion de 35 MW et d'une turbine à vapeur de 15 MW soit 50 MW disponibles pour Senelec sur le site de Cap des Biches. Du coup, la centrale de GTi est la taille unitaire la plus importante du parc de production. Cette centrale est la plus performante de Senelec en termes de disponibilité compte tenu de son âge (mise en service en 2000) et surtout de sa gestion privée caractérisée par des obligations de performances.

#### **4.1.2. Organisation générale**

GTi Dakar, filiale de GE Capital est une filiale indirecte de General Electric Company (GE) spécialisée dans la fabrication de turbines à gaz et d'équipements électriques, elle est l'entité

support qui coordonne l'ensemble des activités dans le cadre du contrat qui le lie à la SENELEC. Nous travaillerons ici sur l'organisation d'ensemble de GE au niveau mondial et celui de GTi au niveau national.

L'exploitation de la centrale est confiée à la société MEGS une autre filiale du groupe GE. La mission de GTi consiste à mettre à la disposition de la SENELEC qui est son seul et unique client la totalité de sa production et à assurer la maintenance de sa Centrale de telle sorte qu'après les 15 ans, elle puisse la transférer à la SENELEC au franc symbolique.

#### 4.1.2.1. GTi Dakar dans le groupe GE

General Electric est un conglomérat américain fondé en 1892 par la fusion d'une partie de Thomson-Houston Electric Company et d'Edison General Electric Company. La firme possède 32 filiales dans plus de 140 pays et est une valeur symbole de la bourse de New York. Son siège se trouve à Fairfield (Connecticut), aux États-Unis. GE est composé d'un certain nombre d'entreprises primaires d'affaires. Elles sont chacune de vastes entreprises mais, séparément, n'auraient pas un poids économique significatif. La liste des entreprises de GE change fréquemment, au gré des acquisitions et des réorganisations. En 2010 GE se répartissait en six branches avec un Chiffre d'Affaires (CA) de 156,783 milliards USD<sup>20</sup>. (GE, 2011)

➤ GE Capital qui est un ensemble de sociétés répartis dans quatre grands pôles (33,7 % du CA total) :

- *GE Commercial Aviation Services* : solutions de financement, de prêt et de gestion dans l'aviation commerciale.
- *GE Commercial Finance*

GE Capital Solutions : gestion de flotte automobile, financement des entreprises et des stocks.

GE Real Estate : investissement et financement dans le domaine de l'immobilier d'entreprise.

GE Corporate Financial Services : financement et prêts aux entreprises, expertise et conseils.

- *GE Money* : solutions de financement pour les particuliers.

---

<sup>20</sup> [http://fr.wikipedia.org/wiki/General\\_Electric](http://fr.wikipedia.org/wiki/General_Electric)

- *GE Energy Financial Services* : solutions de financement, de services et de gestion pour les entreprises du domaine de l'énergie. C'est dans cette dernière que se trouve GTi Dakar
- GE Energy Infrastructure est un ensemble de sociétés réparties dans trois grands pôles (33,4 % du CA total) :
  - *GE Oil and Gas* : équipements et services pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel.
  - *GE Energy Services* : fourniture de service, conseils et personnel pour les entreprises liés au domaine de l'énergie.
  - *GE Power and Water* : énergies renouvelables tels que panneaux solaires et turbines pour éoliennes, barrages hydrauliques et biogaz - production d'électricité et fournisseurs d'équipement et technologies associés (GE Energy) C'est dans cette dernière que se trouve MEGS Surl la société chargée de l'exploitation et de la maintenance de la Centrale de GTi.
- GE Technology Infrastructure un ensemble de sociétés réparties dans quatre grands pôles (9,9 % du CA total) :
  - *GE Aviation* : moteurs pour l'aviation civile et militaire ; - location et financement d'avions commerciaux ;
  - *GE Enterprise Solutions* : Plateformes intelligentes – Détection et inspection des technologies
  - *GE Healthcare* : imagerie médicale, échographie, mammographie, radiographie, scanographie, cardiologie et vasculaire interventionnels, IRM, ...
  - *GE Transportation* : Locomotives, fret et passagers - Signalisation, solutions de communication et infrastructures, maintenance et services....
- GE Consumer & Industrial (10 % du CA total)
- NBC Universal (8,9 % du CA total)
- Autres (4,1 % du CA total).

50,1 % du CA de GE est réalisé à l'international. (GE, 2011)

#### 4.1.2.2. Organigramme de GTi

(Voir figure 3 - Organigramme de GTi)

#### 4.1.3. Business model

Très peu utilisée dans le domaine de la recherche en stratégie, le concept de business model ou modèle économique est largement mobilisé par les praticiens et dirigeants d'entreprises ; il fait son apparition à la fin des années 90 et accompagne l'émergence de ce qui deviendra la bulle Internet. Cette période est marquée par une obligation pour les firmes d'expliquer, notamment à leurs investisseurs potentiels, quel est le fil directeur du développement de l'entreprise et comment elle compte générer des revenus.

Le Business Model est présenté comme étant « l'ensemble des facteurs qui définissent le métier d'une entreprise, l'origine de son chiffre d'affaires et de ses résultats, ainsi que la façon dont elle peut les accroître ».

Il désigne selon BOUQUIN (2010) : « la formule stratégique, la réponse apportée par l'entreprise aux dilemmes que sont la gestion du risque et la création de valeur ».

CHESBROUGH et ROSENBLOOM (2002) identifient 6 fonctions du business model :

- Articuler la proposition de valeur ;
- Identifier un segment de marché ;
- Définir la structure de la chaîne de valeur dans l'entreprise ;
- Spécifier les mécanismes de génération de revenus ;
- Définir la position de l'entreprise dans la chaîne de valeur externe ;
- Formuler une stratégie concurrentielle.

Définir le modèle économique revient pour l'entreprise à opérer un choix quant à sa stratégie de croissance, et à analyser les éléments déterminants lui permettant de générer de la valeur.

Il s'agit pour l'entreprise de répondre aux questions :

- *Avec quelles ressources et compétences l'entreprise cherche t-elle à générer des revenus ?*

Dans la logique Business Model les ressources et compétences sont autant de moyens de générer des revenus : les produits et services, mais aussi les actifs détenus par l'entreprise ou les compétences sont des atouts susceptibles de rapporter des revenus.

➤ Qui exploite les ressources et compétences ?

Le fait de choisir les ressources à exploiter laisse une importante marge de manœuvre pour déterminer quels acteurs vont exploiter ou contribuer à exploiter ces ressources, les dirigeants doivent donc définir la nature de leurs relations avec les différents intervenants dans le système de valeur de l'entreprise

➤ Qui paye pour l'acquisition ou l'utilisation des ressources ?

L'entreprise doit identifier les acteurs auprès de qui elle valorisera ses ressources pour générer des revenus. En premier lieu se trouve le client de l'entreprise, mais aussi toutes les entités ou personnes qui ont intérêt à ce que la firme continue de fonctionner

➤ Quelle est la structure des revenus ?

L'identification des acteurs économiques participant à l'exploitation des ressources et des clients susceptibles de fournir des revenus peut se poursuivre avec une réflexion plus approfondie sur la structure des revenus générés. Le dirigeant doit chercher à comprendre Comment se répartissent les revenus tirés des différentes ressources valorisées et comment ces revenus se répartissent entre les différents types de clients ?

➤ Comment est rémunérée la vente ou l'utilisation des ressources ?

La valorisation de certaines ressources auprès d'un types de clients, en s'inscrivant dans un système de valeur, suppose également de définir comment sont rémunérées la vente ou l'utilisation des ressources ; Deux questions se posent : Sur quelle base est établi le prix et à quelle fréquence s'opèrent les paiements ?

➤ Quels sont les coûts et la structure organisationnelle qu'implique le BM ?

Les choix effectués pour définir le Business Model ne doivent pas dissimuler leurs conséquences, notamment en termes de coûts ; En effet générer des ressources a un coût.

L'exploitation de ressources suppose, certes d'avoir la capacité de développer ces ressources mais également de les valoriser.

Le business modèle identifie en plus des éléments de la stratégie, les outils et leviers opérationnels mis en œuvre par l'entreprise pour atteindre ses objectifs ; il constitue le support organisationnel sur lequel l'entreprise assoit son développement et élabore sa politique de pilotage de la performance. Selon son organisation ou le style de management chaque entreprise a un système particulier pour atteindre ses objectifs et sa vision.

## **4.2. Présentation de la SENELEC**

Senelec est une société anonyme à capitaux publics majoritaires, concessionnaire de la production, du transport, de la distribution et de la vente de l'énergie électrique mais également, de l'identification, du financement et de la réalisation de nouveaux ouvrages sur son périmètre. Elle fonctionne avec ses seules ressources et doit assurer l'équilibre de son compte d'exploitation.

L'Etat assure la régulation et le contrôle du secteur pour la recherche de l'efficacité du système économique eu égard à la position stratégique de l'industrie électrique dans l'économie nationale. L'Etat assure ces fonctions à travers le Ministère de l'Energie et des Mines qui assure la tutelle administrative et technique du secteur de l'énergie par l'intermédiaire de la Direction de l'Energie et de la CRSE. (SENELEC, 2011)

### **4.2.1. Historique**

Depuis sa création en 1984, Senelec a été l'un des moteurs les plus dynamiques du développement économique et social du Sénégal. De 604 GWh en 1983, ses ventes sont passées à 2500 GWh en 2011 dont 817 GWh fournis par les IPP. Dans le même temps, sa pointe de 99 MW à 429 MW et sa puissance installée de 184 MW à 642 MW dont 200 MW de production privée. (SENELEC, 2011)

### **4.2.2 Objectifs**

La Senelec a pour ambition :

- d'apporter au Client et à l'économie de notre pays un service de qualité à moindre coût, et de devenir le service public préféré des Sénégalais.

- de faire retrouver à chaque agent la fierté de travailler pour une entreprise appréciée et exemplaire qui l'implique, l'utilise au mieux et l'accompagne dans son développement professionnel et personnel.
- de faire de Senelec une société rentable au service du développement économique et social du Sénégal. (SENELEC, 2011)

**Tableau 3: Chiffres clés**

|                           |                   |           |
|---------------------------|-------------------|-----------|
| Capital                   | Milliards de FCFA | 125 676   |
| Puissance Installée       | MW                | 642       |
| Pointe maximale du réseau | MW                | 429       |
| Production totale         | MWH               | 1 800 026 |
| Achats d'énergie          |                   | 817 744   |
| Energie livrée au réseau  |                   | 2 617 770 |
| Ventes d'énergie          |                   | 2 500 567 |
| Dépenses de combustibles  | Millions de FCFA  | 200 460   |
| Chiffre d'affaires        |                   | 244 076   |
| Prix moyen du kWh         | Francs            | 118       |
| Nombre de clients         | U                 | 880 082   |
| Effectif                  | U                 | 2 555     |

Source : SENELEC – Direction des Finances et de la Comptabilité 2011

Aujourd'hui, le principal défi que la société doit relever est celui du financement de son développement dans un contexte caractérisé par la globalisation de l'économie mondiale. Pour garantir le succès de cette entreprise, le Gouvernement du Sénégal a adopté un certain nombre de textes qui prévoit la libéralisation du secteur autour des axes suivants :

- Ouverture du segment de la production au secteur privé pour la réalisation et la gestion de centrales électriques

- Maintien à Senelec, du monopole du transport de l'électricité sur l'ensemble du territoire ainsi que de l'exclusivité de la distribution sur son périmètre.

**Tableau 4: Caractéristiques des contrats IPP de la SENELEC au 31/12/2012**

| IPP             | GTi                   | Manantali                   | KOUNOUNE POWER       | APR ENERGY              | CES                               |
|-----------------|-----------------------|-----------------------------|----------------------|-------------------------|-----------------------------------|
| Type            | Cycle combiné<br>BOOT | Hydraulique<br>BOO          | Diesel BOO           | Diesel<br>Location      | Vapeur (Charbon)<br>BOO           |
| Coût du projet  | 44 Milliards<br>FCFA  | 210 Milliards<br>FCFA       | 36<br>Milliards FCFA |                         | 118 Milliards<br>FCFA             |
| Capacité (MW)   | 50                    | 200 (33% du<br>Productible) | 67,5                 | 150                     | 67,5                              |
| Mise en service | 1999                  | 2002                        | 2007                 | 2011                    | Courant<br>2014                   |
| Durée (années)  | 15                    | 30                          | 15                   | 1an<br>renouvelable     | 20                                |
| TOP (GWh)       | 300                   | 33% du<br>Productible       | 400                  | Fonction des<br>besoins | 0                                 |
| Actionnaires    | GE, Edison, SFI       | Etats OMVS                  | Matelec, MEE         |                         | Nykomb<br>Synergetics,<br>Aldwych |

Source : SENELEC – Direction du Transport, 2011

### **Conclusion 4<sup>e</sup> chapitre.**

Aujourd'hui, les entreprises évoluent dans un environnement commercial changeant et fortement concurrentiel. En outre, la production indépendante d'électricité est régie par des lois très strictes car la SENELEC est l'acheteur unique et est détenue à 100% par l'Etat du Sénégal, même si le secteur de la production a été libéralisé depuis 1998. Comprendre le business model de GTi est fondamental pour pouvoir implémenter toute approche car celui-ci a de nombreuses particularités du fait de son statut : il n'a qu'un seul et unique client, la SENELEC. Ainsi l'enjeu de GTi peut être résumé comme suit : être disposé à débiter sur le réseau le nombre de mégawatts nécessaires à chaque fois que la SENELEC en fera la demande tout en garantissant la bonne maintenance des différentes unités.

## Chapitre 5 : LA PRODUCTION INDEPENDANTE D'ELECTRICITE AU SENEGAL

Au Sénégal, les PIE sont au nombre de quatre : GTi, Manantali, Kounoune Power, ainsi que APR Energy issu du « Plan Takkal<sup>21</sup> ». Ils assurent les 33% de la demande nationale.

**Tableau 5: Evolution de la production et participation relative des autres PIE de 1999 à 2011**

| ANNEES | MANANTALI | LOCATION |          |       | ACHATS |
|--------|-----------|----------|----------|-------|--------|
|        |           | AGGREKO  | KOUNOUNE | APR   |        |
| 1999   | -         | -        | -        | -     | 0,6    |
| 2000   | -         | -        | -        | -     | 10,8   |
| 2001   | -         | -        | -        | -     | 19,4   |
| 2002   | 193,9     | -        | -        | -     | 33,1   |
| 2003   | 337,2     | -        | -        | -     | 39     |
| 2004   | 293,1     | -        | -        | -     | 34,4   |
| 2005   | 266,9     | 155,7    | -        | -     | 34,6   |
| 2006   | 234,2     | 299,1    | -        | -     | 35,5   |
| 2007   | 180,6     | 58,2     | 124,6    | -     | 32,2   |
| 2008   | 229,4     | 94,9     | 396,0    | -     | 37,7   |
| 2009   | 239,1     | -        | 326,6    | -     | 23,9   |
| 2010   | 253,4     | -        | 390,8    | -     | 32,5   |
| 2011   | 257,2     | -        | 390,3    | 301,3 | 47,1   |

Source: SENELEC – DT-Rapport annuel Mouvement d'Energie 2011

### 5.1. La Centrale de Manantali

Il s'agit d'une centrale hydroélectrique équipée de cinq groupes de puissance unitaire de 41 MWh soit une puissance installée de 205 MWh. Mise en service en 2002, cette centrale est le fruit de la coopération entre le Sénégal, le Mali et la Mauritanie. Cette centrale fait partie du patrimoine de la Société de Gestion de l'Energie de Manantali (SOGEM) et l'énergie qu'elle produit annuellement est répartie entre les sociétés d'électricité des trois Etats membres de

<sup>21</sup> Plan de relance du secteur de l'énergie électrique initié en 2011 par le Gouvernement du Sénégal après la recrudescence des délestages.

l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Sénégal (OMVS) selon la clé de répartition suivante :

- 52% pour le Mali
- 15% pour la Mauritanie et
- 33% pour le Sénégal.

Par conséquent les sociétés d'électricité ne disposent pas de puissance au niveau de la centrale mais d'un quota annuel d'énergie à enlever selon un programme établi d'un commun accord avec l'opérateur de la centrale sous le contrôle de la SOGEM.

L'énergie achetée à Manantali est jusqu'à présent la moins chère du parc de production.

Dans le moyen terme il est envisagé la construction des ouvrages de seconde génération de l'OMVS (Férou et Gouina pour un productible respectif de 320 GWh et 430 à 620 GWh) en 2017 au plus tôt d'après les conclusions des études de faisabilité. Aussi, la centrale hydroélectrique de Sambangalou sera construite pour le compte de l'Organisation pour la Mise en Valeur du fleuve Gambie (OMVG) en 2010 avec un productible de 1 300 GWh (400 GWh pour Sambangalou et 900 GWh pour Kaléta). La centrale de Kaléta a été versée dans le patrimoine de l'OMVG afin d'améliorer la rentabilité du projet fortement atténuée par la longueur de la ligne de transport.

## **5.2. La Centrale Kounoune Power**

Considérée comme un des plus grands projets du pays par le chef de l'Etat<sup>22</sup>, la centrale de Kounoune est aussi la plus puissante jamais réalisée au Sénégal depuis les indépendances. D'un coût estimé à 42 milliards FCFA, cette centrale (9 groupes de 67,5MW) est le fruit d'un partenariat public-privé, conçu suivant le modèle BOO (Build, Own, Operate : construire, posséder, exploiter). Elle est financée à 70 % par la SFI, la BMCE et la Société de promotion et de participation pour la coopération économique (PROPARCO), entre autres. Les 30 % restants sont réalisés sur fonds propres par Kounoune Power SA, la société exploitante filiale du groupe MATELEC. 90% de la production de la centrale est réservée à la SENELEC avec 532 GWh par an. Cette centrale contribuera ainsi au renforcement de la capacité de

---

<sup>22</sup> Abdoulaye WADE

production de la SENELEC et permettra d'améliorer de façon notable la qualité du service de l'électricité. Concrètement, la centrale de Kounoune assure entre 20 à 25% de la demande en électricité de la SENELEC depuis 2008. Cette infrastructure vient ainsi après d'autres réalisations faites par la Senelec dans le but de résorber son déficit de production. Ce qui s'était traduit par l'extension, en 2003, de la centrale C4 du Cap des Biches d'une puissance de 30MW et de la mise en service de la centrale diesel de 66MW de Bel Air en septembre 2006, mais aussi six (6) groupes installés à la centrale de Kahone 2, garantissant une puissance totale de 60 MW et dont la mise en service est prévue pour 2009. Cette centrale de Kahone, d'une capacité de 60 Mw, constitue le dernier projet de production d'un programme de 174 milliards de FCFA. Celui-ci a été lancé en 2004 afin de résorber le lourd déficit qui freinait alors le développement et la croissance du Sénégal. D'autres centrales comme celle de Tobène (Thiès) et Boutoute (Casamance) sont, selon le Directeur Général<sup>23</sup> de la Senelec, en construction ou en extension. Une centrale de charbon de 250 MW est en cours de réalisation dans le but de produire pendant de nombreuses années avec des coûts de productions moins élevés.

### **5.3. La Centrale Alstom Power Rental (APR Energy)**

APR Energy LLC fait partie des sociétés spécialisées en énergie, les plus crédibles à travers le monde. C'est l'Agence pour la promotion de l'investissement et des grands travaux (APIX) et la Société nationale d'électricité (SENELEC) qui ont signé avec APR Energy LLC, une société américaine, un contrat de location temporaire de 150 MWh qui sera exécuté en 2 phases. Selon les termes de ce contrat signé le 10 Mars 2011 à Dakar, les 50 premiers mégawatts seront déployés dans les deux prochains mois. Cette société américaine a été choisie au terme d'un appel d'offres international qui a vu la participation de sociétés françaises et turques.

Le contrat de location et d'exploitation prévoit, dans les deux mois qui viennent, la production de 50 MWh depuis le site de Cap des biches et ensuite fournir 100 MWh supplémentaires depuis le site de Kounoune. La mise en service complète est prévue pour la fin du mois d'août, en plein hivernage, pic traditionnel de consommation.

---

<sup>23</sup> Déclaration de Seydina Kane DG de la SENELEC lors de l'inauguration de la Centrale de Kounoune le 22/01/2008

C'est un engagement sur 16 mois qui a été signé pour la première tranche et de 12 mois pour la seconde.

APR Energy est spécialisée dans la location de groupes électrogènes. Elle a déjà passé des contrats similaires en Amérique du Sud et en Afrique, notamment au Botswana pour 70 MWh et au Burkina Faso pour 30 MWh.

Le Sénégal, privé d'électricité en pleine saison sèche : les délestages sont devenus un problème permanent dans le pays. Pour tenter de redresser la situation à moins d'un an de l'élection présidentielle du 26 février 2012, les autorités ont décidé de mettre en place un «plan de restructuration et de relance du secteur de l'énergie», le plan Taakal. Un plan dont les premiers éléments concrets viennent d'être posés.

Les 150 MW loués auprès de la société américaine APR Energy pour renforcer la capacité de production de SENELEC vont coûter 650 millions de FCFA par mois. La révélation a été faite par le Ministre d'Etat, ministre de la Coopération internationale, des Transports aériens, des Infrastructures et de l'Energie, Monsieur Karim Wade, au terme d'une visite qu'il a effectuée le vendredi 29 juillet 2011, au niveau des installations de la centrale du Cap des Biches. Interpellé sur la similitude entre cette option et celle connue dans le passé avec GTi, le Ministre d'Etat de préciser : « D'abord ce sont deux choses différentes; GTi ce n'était pas de la location, ici nous achetons de la capacité que nous utilisons comme nous voulons ». A l'en croire, « au niveau de la location, on s'est entouré des meilleures expertises. En dehors de celles de SENELEC et de l'APIX, tous les contrats ont été révisés et analysés par des cabinets d'avocats. La grande différence c'est qu'à l'époque avec GTi, il n'y a pas eu d'appel d'offres, nous avons l'option de pouvoir arrêter la location à n'importe quel moment et en cas de manquement de ses obligations, il y a des pénalités que APR Energy va payer».

Aujourd'hui les Américains d'APR qui avaient loué leurs groupes en appoint à la Senelec, au prix fort, se sont vus signifier le non-renouvellement de leur contrat à la date du 31 Décembre 2012. Et en se privant des 150MW d'APR sans solution de substitution vraiment solide, l'effet boomerang n'a pas tardé à se faire sentir. Dakar et quelques grands centres du pays ont commencé à revivre les affres des délestages.

#### **5.4. Le Plan Takkal en questions**

Le programme d'urgence du Ministre d'Etat, Ministre de la Coopération Internationale, des Transports aériens, des Infrastructures et de l'Energie<sup>24</sup>/ vise à sortir définitivement le pays de la crise énergétique. Doté de 1 milliard d'euros, il est ambitieux sur le papier. Mais sa mise en œuvre laisse de nombreux points en suspens. « Depuis quelques jours ça va mieux, il n'y a presque plus de délestage<sup>25</sup>. » Cet habitant du quartier des Mamelles, à Dakar, en était pourtant un habitué: jusqu'à cinq jours par semaine sans électricité. Avant que les émeutes n'éclatent, le 23 juin, puis le 27... Depuis début juillet, les groupes électrogènes loués à l'américain APR Energy sont venus donner un peu de répit. « Une mauvaise solution, mais la moins mauvaise », selon un acteur proche du dossier. Mauvaise, car très chère. Mais la pression de la rue, exaspérée depuis presque un an par une crise énergétique qui semble ne pas trouver de solution, n'a fait que confirmer qu'il fallait aller vite, très vite. Et accélérer la mise en œuvre du programme d'urgence présenté en mars par le ministre de l'Énergie, Karim Wade: « le plan Takkal ». Cela sonne comme une injonction divine pour remettre en état un secteur plongé dans l'obscurité depuis au moins cinq longues années. Une période durant laquelle, pourtant, l'argent de l'État et des bailleurs de fonds a coulé à flots: quelque 800 milliards de FCFA (1,2 milliard d'euros)... pour rien. « Nous en sommes au même point », entend-on dans les couloirs du palais.

##### **5.4.1. Le « point » en question?**

Un déficit de production qui atteindra 256 MW (50 % de la demande d'énergie) en 2013, et un trou abyssal de la SENELEC: 55 milliards de F CFA de déficit en 2010 et 160 milliards de dettes, révélés par l'audit financier du cabinet BDO Sénégal. Le bras armé du secteur est en faillite, dans l'impossibilité de payer son combustible (34 milliards de F CFA d'arriérés de paiement auprès de la Société africaine de raffinage et du trader ITOC), d'entretenir ses centrales (5 milliards de F CFA de dettes auprès de l'exploitant suédois Wärtsilä), et encore moins d'assurer un plan d'investissement à moyen terme pour suivre la demande, en hausse de 8 % par an – l'un des taux les plus élevés d'Afrique.

---

<sup>24</sup> Karim Wade

<sup>25</sup> Source : Jeune Afrique du Lundi 25 juillet, 2011

#### **5.4.2. Un fonds spécialisé.**

Selon la dernière version du plan Takkal, « affinée et chiffrée » et dont Jeune Afrique s'est procuré une copie, le plan de Karim Wade mobilisera quelque 653 milliards de FCFA sur la période 2011-2014. Le closing financier est presque atteint, grâce à une demi-douzaine de bailleurs de fonds, dont l'Agence française de développement (40 milliards de FCFA pour la réhabilitation effectuée par le français EDF), la BM, la BID, la BOAD... La BAD, elle, réfléchit encore. La Banque Atlantique Sénégal a de son côté accordé un prêt de 34 milliards de FCFA pour payer les fournisseurs. Ce déblocage soudain d'argent frais n'aurait pas été possible sans la création, en janvier 2011 du Fonds de Soutien à l'Energie, (garanti par l'État) car « plus personne ne voulait prêter d'argent à la Senelec », nous a expliqué un banquier. Il sera doté de 485 milliards de FCFA sur quatre ans. Ce fonds est alimenté notamment par une dotation budgétaire de l'État, un prélèvement sur les importations, une taxe parafiscale sur les hydrocarbures de 15 FCFA par litre d'essence, une taxe sur le chiffre d'affaires des opérateurs télécoms... Mais cette armada financière suffira-t-elle à régler définitivement le problème? Les solutions envisagées sont-elles les bonnes, voire pérennes?

#### **5.4.3. La question de la pérennité.**

Le plan Takkal est probablement bien conçu, mais sa durée de vie n'excède pas trois ans. Au-delà, la pérennité du système tient à des éléments encore incertains. L'un d'eux est le démarrage, prévu à l'horizon 2014, d'une centrale au charbon de 125MW à Sendou. Commandée dès 2007 au suédois Nykomb Synergetics, elle doit permettre d'atteindre une « sortie définitive de crise », mais n'a jamais vu le jour. Au final, la centrale de Sendou ne démarrera pas avant 2015, soit avec un an de retard. Ce qui entraînera un surcoût (location de groupes électrogènes, achat de carburant, etc.) de 30 milliards de F CFA.

Ironie du sort avec le changement de régime au Sénégal le 29 Mars 2012, le Plan Takkal a été résilié le 31 Décembre 2012 du fait de son coût exorbitant et sans avoir réglé les problèmes pour lesquels il a été mis en place

#### **5.5. La Centrale GTi et son mode de fonctionnement**

Cette phase repose essentiellement sur les observations faites au cours de notre séjour dans l'entreprise. Ces observations nous ont permis de repérer deux types d'éléments : d'une part, certaines méthodes et pratiques qui peuvent éventuellement être reprises et améliorées pour

un meilleur pilotage des activités et d'autre part, certaines contraintes à prendre en compte pour optimiser la production et lui permettre de jouer pleinement son rôle au service de la performance de l'entreprise.

Il s'agira pour nous de présenter dans ce chapitre, les principes de fonctionnement de la Centrale et le pilotage des activités de GTi, nous exposerons donc les outils et techniques utilisés pour la production.

**Tableau 6: Evolution de la production et participation relative de GTi à la production nationale de 1999 à 2012**

| ANNEES | GWH   | % P° nationale |
|--------|-------|----------------|
| 1999   | 7,0   | 0,6            |
| 2000   | 152,4 | 10,8           |
| 2001   | 306,5 | 19,4           |
| 2002   | 353,3 | 21,4           |
| 2003   | 346,2 | 19,7           |
| 2004   | 350,9 | 18,7           |
| 2005   | 297,6 | 14,3           |
| 2006   | 209,4 | 10,0           |
| 2007   | 240,4 | 10,9           |
| 2008   | 86,9  | 3,8            |
| 2009   | 0,0   | 0              |
| 2010   | 167,8 | 6,7            |
| 2011   | 186,5 | 8,1            |
| 2012   | 16,6  | 2,6            |

Source: GTi Dakar – Rapports Annuels de 1999 à 2012

### 5.5.1. Description du site et des installations

Situé à 23 km à l'Est de Dakar en bordure de l'atlantique, au niveau du Cap des Biches dans la commune d'arrondissement de Rufisque ouest plus précisément dans le département de Rufisque, région de Dakar, la centrale électrique de GTi est accessible par la voie terrestre qui

part de l'angle du complexe touristique « Hôtel Coumba Lamba » et qui croise la route nationale RN°1. Elle est également accessible par voir maritime (cf. fig.4)

Les installations principales sont :

- la Turbine à gaz proprement dite (TAG) ;
- la chaudière de récupération de la chaleur des fumées (HRSG) ;
- le transformateur principal HT de 90 KV au secondaire ;
- la tour de refroidissement qui est la source froide ;
- le poste de dépotage des combustibles liquides ;
- le parc de stockage des combustibles ;
- les réservoirs d'eau brute SDE ;
- la station de traitement de l'eau déminéralisé par Osmose inverse ;
- les réservoirs d'eau déminéralisée ;
- la sous station électrique HT ;
- les bâtiments administratifs ;
- une petite station de pompage d'eau de mer.

#### **5.5.1.1. Organisation de la Centrale**

Après la fin de la construction de la centrale, GTi en a confié exploitation à travers un Contrat<sup>26</sup> à MEGS Surl, une entreprise filiale du Groupe GE et spécialisée dans l'exploitation et la maintenance de centrales électriques. Ce dernier (Opérateur) doit effectuer au nom de GTi (Propriétaire) tous les services d'exploitation et de maintenance pour l'usine et doit fournir tout le personnel, le matériel, les matériaux et les fournitures nécessaires à cet effet conformément au contrat, y compris ce qui suit:

- Recruter, sélectionner, évaluer et discipliner le personnel de soutien ;
- Planifier et coordonner des programmes de formation pour le personnel ;
- Développer et gérer des programmes de maintenance pour assurer sans interruption la production d'électricité ;
- Superviser la centrale 24h sur 24 et 7 jours sur 7 ;
- Suivi des productions et leur analyse ;

---

<sup>26</sup> O&M Agreement (Contrat d'Exploitation et de Maintenance)

- Maintenance: préventive et curative avec analyse poussée des incidents, *troubleshooting*, gestion et optimisation des stocks ;
- Développer à court et à long terme des programmes d'équipement d'inspection, de rénovation, de remplacement et d'entretien; y compris la préparation des études techniques préliminaires, les normes et les estimations de coûts ;
- Évaluer l'efficacité des normes et des procédures opérationnelles et mettre en œuvre des changements opérationnels et de l'équipement pour optimiser l'efficacité de la production d'énergie ;
- Gérer les dépenses des opérations dans les limites budgétaires ;
- Préparer les rapports périodiques et spéciaux ;
- Assurer la conformité avec les réglementations environnementales et des programmes ainsi que d'autres règlements de centrales électriques connexes.

#### **5.5.1.1.1. MEGS dans le groupe GE**

MEGS Surl, filiale de GE Energy Infrastructure est une filiale indirecte de General Electric Company (GE) spécialisée dans la fabrication de turbines à gaz et d'équipements électriques, elle est l'entité support qui coordonne l'ensemble des activités d'exploitation et de maintenance qui le lie GTi.

#### **5.5.1.1.2. Organigramme de MEGS**

(Voir figure 4 - Organigramme de MEGS)

#### **5.5.1.2. Le contrat d'exploitation et de maintenance**

Assurer la pérennité de son outil industriel est une préoccupation stratégique pour GTi. L'exploitation, la maintenance et la réparation d'une centrale thermique requièrent des compétences pointues ; pour toutes ces tâches, GTi a fait confiance à une société spécialisée, véritable partenaire du bon fonctionnement du site. Avec MEGS, grâce à son expertise en exploitation-maintenance, la production de la centrale et sa durée de vie sont optimisées. Le contrat de services d'une durée de 15 ans prévoit l'exploitation quotidienne ainsi que la maintenance des deux unités à cycle combiné. Chaque unité est équipée d'une turbine à gaz, une turbine à vapeur, un alternateur, un système de contrôle et un générateur de vapeur à récupération de chaleur (HRSG). Le contrat garantit un taux de disponibilité de 97 % des éoliennes. En cas de panne ou de dysfonctionnement, c'est donc l'opérateur qui intervient

pour assurer la réparation : si le taux de disponibilité n'est pas respecté, il versera des pénalités à GTi, correspondant à la perte de production.

### 5.5.1.2.1. Les clauses essentielles du Contrat d'Exploitation et de Maintenance

| <b>CONTRAT D'EXPLOITATION ET DE MAINTENANCE MEGS Surl – GTi Dakar</b> |  |
|---|--|
| OBJET DU CONTRAT  | L'objet du présent Contrat est de définir d'une manière exhaustive et de regrouper dans un seul document toutes les conventions passés entre l'Opérateur et le Propriétaire selon lesquelles (i) le Projet sera mis en œuvre, (ii) l'Opérateur s'occupera exclusivement de l'Exploitation et de la Maintenance de la Centrale. |
| DATE D'ENTREE EN VIGUEUR  | 13/11/1996 (NB: la durée du contrat est à compter à partir de la date d'achèvement du cycle combiné : 18 Décembre 2000)  |
| LES PARTIES   | MEGS Surl – GTi Dakar  |
| <b>QUELQUES CLAUSES</b>   |  |
| ARTICLES  | CONTENU DE L'ARTICLE   |
| ARTICLE 1   | <b><u>Engagement Général</u></b> : L'Opérateur s'occupera exclusivement de l'Exploitation et de la Maintenance de la Centrale pour assurer sans interruption la production d'électricité.  |
| ARTICLE 2   | <b><u>Définitions et interprétation des termes</u></b> : les termes utilisés auront uniquement la signification donnée dans les sections de l'Article 2.   |
| ARTICLE 3   | <b><u>Relations entre les Parties, les Sous-traitants et le Personnel</u></b>  |
| ARTICLE 4   | <b><u>Services de l'Opérateur</u></b>  |
| ARTICLE 5   | <b><u>Responsabilités du Propriétaire</u></b>  |
| ARTICLE 6   | <b><u>Manuels, Procédures, Budgets, Plans et Rapports</u></b>  |
| ARTICLE 7   | <b><u>Indemnisation, Paiement primes de rendement, Dommages-intérêts</u></b>   |
| ARTICLE 8   | <b><u>Durée et Résiliation</u></b>   |

Source : Nous mêmes

### 5.5.1.2.2. Difficultés majeures d'application

La centrale du Cap des Biches a fait appel à une technologie éprouvée et répandue, correspondant à une turbine à combustion de type GE Frame 6. La Frame 6 est une machine extrêmement fiable et résistante qui a fait la preuve de ses qualités opérationnelles et de sa fiabilité sur le terrain. La centrale est reliée au système de transmission de 90 KV de la SENELEC au Cap des Biches par l'intermédiaire d'une ligne de transmission de 90 KV d'environ 100 mètres de long. La SENELEC a la faculté de prendre ou non livraison de

l'électricité produite par la centrale de GTi, toutefois, elle a l'obligation de prendre livraison ou de payer au moins 300 GWH par an, ce qui correspond à un taux de charge de 65 % pour une puissance nominale de 54 MW. La SENELEC paiera pour la puissance fournie au-delà de 50 MW évaluée à 40°C à un prix égal à 50 % du taux contractuel pour la puissance (dénommée "capacité" dans le cadre du contrat). Toute l'énergie délivrée sera achetée au prix contractuel pour l'énergie. Sur la base de l'évaluation par GTi des coûts de revient des différentes unités de production du réseau, GTi prévoit que la centrale devrait fonctionner au maximum de sa capacité, avec un taux de charge de 95 %.

Le combustible utilisé plus fréquemment par GTi depuis 2002 est le Diesel oil, le naphta combustible principal n'étant pas toujours disponible à la raffinerie locale, la Société Africaine de Raffinage (SAR). La centrale peut aussi utiliser du condensat de gaz, du distillat de fuel, du gaz naturel ou même du pétrole brut comme combustibles de remplacement.

### **5.5.2. Description des activités du site**

Le domaine d'activité de la centrale de GTi est la production d'électricité. La mise en oeuvre de cette activité fait intervenir des opérations :

- de réception et stockage des matières premières constituées principalement de combustibles et produits chimiques tels que soude caustique, acide chlorhydrique;
  - de production d'électricité par cycle simple et combiné;
  - d'élévation de tension via des transformateurs pour le transport de l'énergie électrique.
- (O&M Agreement, 1998)

#### **5.5.2.1. Réception et stockage des matières premières**

Pour fonctionner, la centrale utilise entre autres matières premières:

##### **5.5.2.1.1. Le combustible**

L'alimentation en combustible constitue la première phase des étapes aboutissant à la production de l'électricité au niveau de la centrale électrique de GTi. Celle-ci se fait par pompage à partir de camions dans un lieu de dépotage prévu à cet effet. SHELL (devenu VIVOENERGY) et MOBIL OIL (devenu OILIBYA) sont les principaux fournisseurs de combustible liées avec GTi par un contrat..

Le dépôt principal d'hydrocarbure renferme : (Réservoir, contenance, volumes)

- un réservoir de stockage de distillat (185T01A) d'une capacité de 1440 m<sup>3</sup>
- un réservoir de stockage de distillat (185T01A) d'une capacité de 1440 m<sup>3</sup>
- un réservoir de stockage de distillat (185T02) d'une capacité de 120 m<sup>3</sup>

Tous ces réservoirs sont disposés dans des rétentions sous forme de mûr.

#### **5.5.2.1.2. Les produits chimiques**

Des produits chimiques sont transportés par camions ou conteneurs dans des fûts de 1000, 200 ou de 30 litres pour la plupart des produits et sont entreposés dans des magasins ou aires de stockage. Ces produits sont utilisés pour :

- la déminéralisation de l'eau brute, au traitement de l'eau de chaudière (exemple le phosphate pour le relèvement du pH) ou pour parfaire la qualité de l'eau (exemple de l'hydrazine utilisé comme dégazage chimique pour éliminer l'oxygène dans les bâches alimentaires) ;
- l'inhibition de la corrosion dans les unités de production.

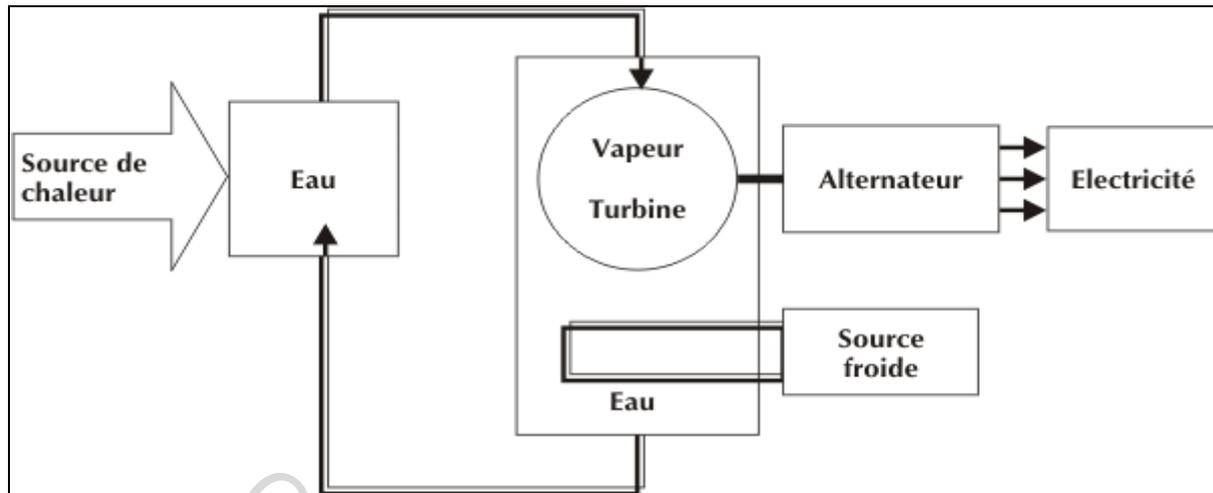
#### **5.5.2.1.3. Pièces de rechange**

Compte tenu de la grande attention portée à la maintenance, la gestion de la chaîne d'approvisionnement est primordiale pour éviter toute rupture de consommables ou pièces de rechange. Ainsi GTi dispose d'un grand magasin de stockage du matériel qui est géré par un responsable qui renseigne en machine et sur des fiches tout mouvement de stock intervenu. Le chef de la maintenance veille au réapprovisionnement à temps à chaque fois que de besoin. (Expression de besoin, commandes, validation, achat, stockage)

#### **5.5.2.2. Processus de production d'énergie**

La Centrale consiste en une unité de production d'énergie électrique à cycle combiné comprenant une turbine à gaz General Electric PG6551B (désignée par l'acronyme CTG, "Combustion Turbine Generator"), un générateur de vapeur à récupération de chaleur à brûleurs supplémentaires (HRSG, "Heat Recovery Steam Generator") et une turbine à vapeur/alternateur (STG, "Steam Turbine Generator"). (O&M Agreement, 1998)

**Figure 6: Cycle classique de production de l'électricité.**



Source : Nous même

Il peut être décrit en deux étapes :

#### **5.5.2.2.1. Le cycle simple**

Le combustible, qui peut être soit un combustible liquide propre ou du gaz naturel est mis sous pression et injecté dans la chambre de combustion de la turbine à gaz où il est mélangé avec de l'air pressurisé provenant du compresseur de la turbine à gaz. Le mélange air/combustible soumis à haute pression est alors enflammé dans la chambre de combustion de la turbine à gaz, ce qui provoque un accroissement de la pression et de la température de l'air (plus de 1.400°C). L'air chaud en résultant subi une détente dans une turbine à trois étages qui transforme l'air chaud en énergie. La rotation de la turbine entraîne en effet un compresseur et un alternateur qui produit de l'énergie électrique (avec une puissance nominale de 35 MW). On parle de cycle simple. (PPA, 1996)

#### **5.5.2.2.2. Le cycle combiné**

Le gaz qui sort de la turbine garde une température élevée de près de 500°C. Il est soufflé vers une chaudière qui produit de la vapeur, laquelle subit ensuite une détente dans une turbine à vapeur. La vapeur est condensée et liquéfiée par voie de refroidissement dans un condenseur directement relié à la turbine à vapeur. L'eau ainsi produite est ensuite réinjectée vers la chaudière. La turbine à vapeur entraîne à son tour un second alternateur qui générale

également de l'électricité (environ 20 MW supplémentaires selon les données de conception). Les gaz résiduels s'échappent ensuite de la chaudière par une cheminée de 35 mètres de hauteur. (PPA, 1996)

Par ailleurs, le combustible peut aussi être injecté directement dans la chaudière à travers un brûleur d'appoint. Cela permet d'élever la capacité (puissance) de la centrale lorsque la turbine à gaz ne fonctionne pas à plein régime.

#### **5.5.2.2.3. Transformateurs pour le transport de l'énergie électrique**

L'énergie produite par les deux unités de production est transférée à la SENELEC par l'intermédiaire d'un transformateur connecté à leur réseau. Les deux alternateurs du cycle combiné produisent de l'énergie à une tension de 11,5kV. Pour être compatible avec le réseau interconnecté de la SENELEC, cette tension est élevée à 90kV par le transformateur principal de puissance 67MVA. (PPA, 1996)

### **5.5.3. Maintenance et Performances de la Centrale**

Pour être performante la centrale est soumise à un contrôle continu par des équipes de quart mais aussi à un programme strict de maintenance.

#### **5.5.3.1. Programme de maintenance de la centrale**

Dans le cadre du CAE, GTi dispose d'un quota gratuit de neuf cent (900 heures) par an pour assurer la maintenance de la centrale. Au cas où tout le quota n'est pas utilisé durant une année donnée, le reliquat d'heures non utilisé sera reporté au quota de l'année suivante. Il lui est autorisé de faire ainsi jusqu'à ce que le nombre total d'heures de maintenance cumulé, pour une année donnée, atteigne deux mille deux cent soixante (2 260 heures), soit un peu plus de deux fois et demi le quota annuel d'heures. Le report apparaît dès lors comme un moyen permettant à la centrale de s'octroyer des périodes de contre performance sans payer des pénalités à Senelec ou de se couvrir lors des périodes d'indisponibilité de la centrale suite à des incidents. Donc le risque de disponibilité qui devait être pris en charge par GTi est transféré en partie à Senelec. En effet la centrale pourrait à chaque fois utiliser le quota d'heures restant pour déclarer être en maintenance et masquer ainsi ses problèmes internes d'exploitation. Hormis la maintenance journalière qui permet d'assurer la disponibilité de la centrale, d'autres arrêts sont prévus durant l'année. (BITEYE, 2004)

#### **5.5.3.1.1. La maintenance préventive**

Il s'agit de la maintenance au jour le jour. Elle n'est pas soumise au quota. Tout arrêt qui intervient dans ce cadre est considéré comme une indisponibilité aléatoire donc comme défaillance car le producteur indépendant a l'obligation d'exploiter et de maintenir la centrale. GTi est donc soumis à une pénalité puisque une telle défaillance se traduit dans la plupart des cas par des délestages du côté de la Senelec, une énergie non fournie qui si elle atteint une certaine valeur est sanctionnée par la CRSE qui applique une pénalité à la Senelec. Donc il est tout à fait normal que la Senelec se couvre face à ce risque en prévoyant des pénalités dans ce cas. (BITEYE, 2004)

#### **5.5.3.1.2. La maintenance périodique**

Le quota d'heures est surtout utilisé pour ce type d'activité, ce sont de petits arrêts dont auront besoin les machines pour les petits entretiens. Ces petits arrêts peuvent soit être fixés par le constructeur ou commandés par les aléas (panne détectée, remplacement consommables etc.) et ils ne peuvent pas être programmés au début de l'année et leur durée dépend du type de centrale. Ce quota d'heure tient aussi compte d'un certain taux d'indisponibilité aléatoire que la Senelec accepterait d'accorder au producteur indépendant. La durée totale du programme de maintenance, que pourrait accepter la Senelec pour une année d'exploitation donnée, sera égale à la somme de ces deux durées. (BITEYE, 2004)

#### **5.5.3.1.3. Les arrêts pour maintenance**

Il s'agit des visites majeures programmées qui sont définies par le constructeur des moteurs qui donne en même temps leurs durées respectives (par exemple visite 6000 heures, 12000 heures pour un moteur Diesel, inspection combustion pour une turbine à gaz, etc.), chaque fois que le moteur atteint ce nombre d'heure de fonctionnement il doit être arrêté pour maintenance. Ce sont des arrêts obligatoires à effectuer pour une sécurité de fonctionnement des moteurs et une garantie des performances de la centrale. (BITEYE, 2004)

#### **5.5.3.2. Suivi des performances techniques**

Il s'agit ici de mettre en place des indicateurs de performances techniques définissant les modalités d'évaluation et de suivi de la qualité du service dans le cadre de l'exploitation et de la maintenance de la centrale.

### **5.5.3.2.1. Suivi de la demande de puissance de Senelec**

L'énergie disponible au niveau de la centrale de GTi par année d'exploitation est de loin supérieure à la demande d'énergie de la Senelec, seulement il arrive que la Senelec ait besoin de cette énergie à un moment où la centrale n'est pas disponible donc la Senelec se voit obligée de procéder au délestage de ses clients puisqu'elle ne dispose pas de réserve de puissance. Par conséquent et le plus souvent, le problème de la Senelec n'est pas un problème d'énergie mais plutôt un problème de puissance disponible au moment où elle en a besoin. Cette situation est malheureusement observée durant toutes les périodes critiques de fortes charges, en général de Mai à Novembre. En dehors des heures programmées pour maintenance, la capacité<sup>27</sup> de la centrale doit permettre de satisfaire à chaque instant la demande de la Senelec conformément à la réservation de puissance qui a été faite et que la Senelec accepte de payer. En effet les paiements de capacité sont calculés en fonction de la capacité de la centrale et sont payés tous les mois par la Senelec, que la centrale tourne ou ne tourne pas. C'est pourquoi ils sont assimilés à une réservation de puissance. (BITEYE, 2004)

### **5.5.3.2.2. Suivi du coefficient de capacité**

Le CAE dispose d'un bon mécanisme de suivi des performances techniques de la centrale avec un coefficient de capacité horaire qui mesure le degré de satisfaction de la demande de Senelec à chaque heure de la journée où la centrale doit être en fonctionnement. Le cumul de ces coefficients sur l'ensemble des heures applicables du mois permet de déterminer le coefficient mensuel de capacité. La satisfaction de la demande de Senelec est bonne si le coefficient mensuel de capacité est supérieur ou égal à 1. Par contre si le coefficient mensuel de capacité est inférieur à un 1, GTi devra payer des pénalités mensuelles à Senelec ; ces pénalités augmentent au fur et à mesure que le coefficient de capacité mensuel diminue selon les plages suivantes: (BITEYE, 2004)

---

<sup>27</sup>La capacité de la centrale est la puissance garantie par GTi selon certaines conditions atmosphériques (température, pression, humidité relative, etc.) plus contraignantes que les conditions ambiantes normales, et qui est déterminée à partir d'essais effectués en présence des deux Parties. Cette puissance est souvent différente de la puissance de 50 MW

- Pour un coefficient mensuel compris entre 0,9 et 1 : la pénalité est de 25% du différentiel entre les paiements pour la pleine capacité et les paiements pour la capacité réalisée ;
- Pour un coefficient mensuel compris entre 0,56 et 0,9 : la pénalité est de 50% du différentiel entre les paiements pour la pleine capacité et les paiements pour la capacité réalisée ;
- Pour un coefficient mensuel compris entre 0 et 0,56 : la pénalité est de 100% du différentiel entre les paiements pour la pleine capacité et les paiements pour la capacité réalisée ;

Pour ce dernier cas GTi peut même perdre la totalité des paiements de capacité si le coefficient mensuel de capacité atteint 0,50.

La définition d'un coefficient de capacité horaire est un bon paramètre pour suivre le degré de satisfaction de la demande de Senelec. Il doit être calculé tous les mois et son suivi est horaire. Par contre les plages et le taux de pénalité applicable à chaque plage doivent être déterminés en fonction du coût marginale (centrale de base ou semi base) et de l'importance de la taille de la centrale dans le parc de production de Senelec. La sanction qui résulterait d'un coefficient de capacité inférieure à un (1) est appelée pénalité de capacité. (BITEYE, 2004)

#### **5.5.3.2.3. Suivi du taux de disponibilité**

GTi, dans son offre veille toujours à ce que sa centrale soit capable de fournir une certaine puissance et de garantir une certaine disponibilité. La disponibilité est définie comme étant l'énergie que la centrale est capable de fournir en dehors de ses périodes d'arrêt pour maintenance programmée et de ses périodes de panne. Le taux de disponibilité est le rapport entre cette valeur et le productible de la centrale, il est exprimé en pourcentage.

Le taux de disponibilité réalisé est un bon paramètre permettant de suivre la performance de la centrale dans ce domaine. Il sera calculé annuellement et lorsqu'il est inférieur à la valeur contractuelle définie en fonction du type de centrale alors GTi doit payer une pénalité de disponibilité à la Senelec et lorsqu'il est supérieur ou égale à cette valeur il n'y a pas de pénalité. ( PPA, 1996)

### **Conclusion 5<sup>e</sup> chapitre.**

Parmi ces quatre PIE seule la centrale de GTi apporte une solution durable pour la résorption du déficit de production de la SENELEC parce qu'étant un contrat de type BOOT en cycle combiné. La production de Manantali étant partagée avec 2 pays, Kounoune exploitée en BOO, APR constitué de 150 groupes de 1MW loués.

Afin de conserver sa part de marché dans un secteur en plein développement, GTi a adopté un système de pilotage, basé sur la maintenance préventive de sa Centrale. L'adoption de ce système, lui permet d'être opérationnel sur le marché tout en ayant des objectifs de rentabilité. La bonne disponibilité de la centrale de GTi (toujours au dessus de 85%), due à sa gestion privée, a beaucoup contribué à l'amélioration de la disponibilité globale du parc de production de Senelec et par conséquent de la continuité de service. L'indisponibilité de cette centrale est, pour Senelec, toujours synonyme de délestage en dehors des périodes de faible charge.

## **Chapitre 6 : EXAMEN CRITIQUE DU CONTRAT D'ACHAT D'ENERGIE GTi - SENELEC**

Le Contrat d'Achat d'Electricité (CAE) est une synthèse des rapports contractuels qui existent entre GTi et SENELEC. Il reflète les principes de partage des risques, donc des forces réelles entre les parties contractantes. Le CAE vise, d'une part, à établir l'engagement de la SENELEC à acquérir la puissance et l'énergie, en accord avec les clauses du contrat (dispatchabilité ou Take or Pay) et, d'autre part l'obligation de GTi de garantir les disponibilités contractuelles de puissance et les livraisons d'énergie prévues.

Par ailleurs SENELEC s'oblige à régler l'électricité reçue, en accord avec les clauses spécifiant les mécanismes de formation et d'indexation des prix, et à respecter les modalités de paiement.

### **6.1. Le Contrat d'Achat d'Energie entre GTi et SENELEC**

Le Contrat d'Achat d'Electricité (CAE) entre SENELEC et GTi Dakar a été signé le 13 Décembre 1996 et sa durée est de quinze (15) ans à compter de sa date de démarrage qui a été effectif le 18 Décembre 2000.

C'est une convention assez composite, qui a tenté d'appréhender et de régir de manière exhaustive toutes les relations entre SENELEC et GTi, et ce, depuis la phase de conception de la centrale jusqu'à son transfert qui constitue le terme du contrat.

Il vise également un autre objectif : il doit être rédigé de manière à pouvoir être accepté par les bailleurs de fonds. Ce même droit de regard des bailleurs de fonds s'exercera sur tous les contrats connexes signés entre GTi et des tiers (constructeur, fournisseur de combustible, opérateur, etc.) pour les besoins de la réalisation de l'objet du contrat.

La troisième caractéristique du PPA est le souci du détail qui habitait ses rédacteurs. Pour une bonne compréhension du contrat, les parties ont convenu une importante annexe de définition de certains termes. L'absence au Sénégal, d'un cadre spécifique pour ce genre de projet oblige à préciser, au plus près, les obligations contractuelles des parties et à faire en sorte que le contrat puisse presque se suffire à lui-même. Cependant, malgré ces dispositions contractuelles beaucoup de problèmes sont apparus au fil des années dus le plus souvent par les difficultés de SENELEC et de GTi à honorer leurs engagements respectifs de payer les

factures à échéance et fournir l'énergie suffisante malgré la batterie de garanties mises en place, mais aussi des pétroliers qui peinent à respecter la livraison des quantités de combustibles nécessaires au bon fonctionnement de la centrale.

Et pourtant le CAE à essayé de cerner toutes les difficultés possibles et à défini les positions à adopter par les Parties en cas de litiges. Mais, des problèmes d'application se posent surtout du coté de l'acheteur qui conteste souvent des points contractuels déjà acceptés par les Parties.

Nous tenterons d'étudier les raisons des manquements des uns et des autres ainsi que les motifs invoqués de part et d'autre.

### 6.1.1. Les clauses essentielles du CAE

| <b>CONTRAT D'ACHAT D'ELECTRICITE SENELEC – GTi</b> |   |
|--|---|
| OBJET DU CONTRAT                                   | L'objet du présent Contrat est de définir d'une manière exhaustive et de regrouper dans un seul document toutes les conventions passés entre la SENELEC et la Société selon lesquelles (i) le Projet sera mis en œuvre, (ii) la Société vendra exclusivement a la SENELEC et la SENELEC achètera a la Société l'Energie Electrique et la Capacité fournie par la Centrale, (iii) la Société vendra et transférera la Centrale à la SENELEC et la SENELEC achètera à la Société et prendra possession de la Centrale au terme (15 ans à compter à partir de la date de démarrage de l'exploitation) du contrat ou en cas de résiliation anticipée. |
| DATE D'ENTREE EN VIGUEUR                           | 13/11/1996 (NB: la durée du contrat est à compter à partir de la date d'achèvement du cycle combiné : 18 Décembre 2000)   |
| LES PARTIES  | SENELEC – GTi Dakar   |
| <b>QUELQUES CLAUSES</b>                            |   |
| ARTICLES   | CONTENU DE L'ARTICLE  |
| ARTICLE 9 (9.1.1)                                  | <b>Engagement Général</b> : La Société livrera et vendra exclusivement à la SENELEC et la SENELEC acceptera et achètera l'Energie Electrique et la Capacité conformément aux termes et conditions énoncés dans le présent Article 9.  |
| ARTICLE 9 (9.2.3)                                  | <b>Les caractéristiques de l'énergie électrique livrée par la société</b> : Tension 90 K V $\pm$ 5% avec des plages de variation de 2.5% (régleur en charge manuel); Fréquence 50 Hz, 47 Hz minimum; Facteur de puissance 0,8 a 1.  |
| ARTICLE 9 (9.5.1)                                  | <b>Cycle de Facturation Mensuelle pour les Paiements d'Energie</b> . Le dernier jour de chaque Période de Facturation, ou a vers minuit, la Société relèvera les Compteurs et dans un délai raisonnablement court, fournira a la SENELEC un rapport écrit dudit relevé ainsi qu'une facture pour la Période de Facturation énonçant les Paiements d'Energie à régler par la SENELEC pour l'Energie Electrique conformément à la Section 9.2. Chaque facture mensuelle sera payable par la SENELEC dans les trente (30) jours de sa réception.   |

|                      |  |
|----------------------|--|
| ARTICLE 9 (9.5.2)    | <b><u>Paiements Mensuels pour la Capacité et Compléments de Prix.</u></b> Conformément a la Section 9.5.1 concernant une Période de Facturation, la Société facturera également à la SENELEC et la SENELEC règlera les Paiements de Capacité applicables à ladite Période de Facturation, ainsi que, les Compléments de Prix.  |
| ARTICLE 9 (9.5.3)    | <b><u>Montants Contestés.</u></b> Si la SENELEC ou la Société contestent l'exactitude de toute déclaration, information ou facture soumise par l'autre Partie au titre des présentes, la Partie contestataire soumettra sans délais à l'autre Partie une déclaration écrite détaillant les éléments spécifiques contestes. Si les Parties ne sont pas en mesure de se mettre d'accord concernant un élément conteste, ledit litige sera soumis pour résolution conformément aux dispositions de l'Article 19.  |
| ARTICLE 9 (9.5.4)    | <b><u>Intérêts.</u></b> Tout paiement en retard au titre de la présente Section 9.5 portera intérêt au Taux de l'Intérêt de Retard (Taux de base bancaire) à compter du moment où ledit paiement était dû et jusqu'a la date effective de règlement (inclusive).   |
| ARTICLE 10 (10.1)    | <b><u>Compteurs.</u></b> La Société installera ou fera installer, au point indiqué à l'Annexe L, tout l'équipement de mesure nécessaire (tels que décrits plus précisément en Annexe L, les « Compteurs » pour déterminer la quantité (et tout autre paramètre jugé approprié par la Société) d'Energie Electrique livrée par la Société au titre du présent Contrat. Les Compteurs installés devront avoir une marge d'erreur fixée par les fabricants de moins d'un demi pour cent (0,5 %). Les Compteurs seront détenus et entretenus par la Société. |
| ARTICLE 11 (11.4)    | <b><u>Maintenance et Réparation de la Centrale.</u></b> La Société devra maintenir la Centrale dans un bon état d'exploitation, conformément aux Pratiques Electriques Prudentes, et la Société effectuera ou fera effectuer toutes réparations et toutes révisions de l'équipement qui seront nécessaires pour garder la Centrale dans un bon état d'exploitation.  |
| ARTICLE 11 (11.10.1) | <b><u>Combustible Responsabilité de la Société.</u></b> Pendant toute la Durée du Contrat, la Société sera responsable, à ses propres frais (sous réserve des autres dispositions du présent Contrat), de la gestion, de tout l'approvisionnement en Combustible de la Centrale et organisera l'achat et la fourniture, le transport et le stockage du Combustible en temps, quantité et forme voulus, chaque fois que cela sera nécessaire ou opportun pour la bonne marche de la Centrale.   |
|                      | <b><u>Cas de Force Majeure.</u></b> Tout événement ou circonstance ou combinaison d'événements ou de circonstances constituant un Cas de Force Majeure Industriel ou un Cas de Force Majeure Politique qui (i) ne relève pas de la volonté de, et n'est pas dû à un défaut ou à une négligence de la Partie Affectée et (ii) n'aurait pas pu être évité malgré les meilleurs efforts de ladite Partie.   |
| ARTICLE 12 (12.2)    | <b><u>Avis de Résiliation par la Société.</u></b> La Société peut, à son entière discrétion, remettre un avis de résiliation à la SENELEC en cas de survenance et pendant la poursuite de l'un quelconque des événements suivants : (a) Défauts de Paiement.   |
| ARTICLE 16 (16.6.1)  | <b><u>Prix de vente de la Centrale.</u></b> En cas d'expiration naturelle de la Durée du Contrat (à la fin de la durée initiale ou de toute durée de renouvellement comme prévu à la Section 14.1), le prix d'achat payable par la SENELEC à la Société pour la Centrale (et les Infrastructures   |

|                   |  |
|-------------------|--|
|                   | Connexes) sera égal à 1F.  |
| ARTICLE 19 (19.1) | <b>Arbitrage.</b> Toute question, tout litige ou différend, quelle qu'en soit la nature, nés dans le cadre du présent Contrat (y compris quant à l'existence, la validité, la résiliation, l'interprétation, l'application ou la violation de toute disposition du présent Contrat) qui ne sont pas résolus à l'amiable par la Société et la SENELEC seront réglés conformément aux règles d'arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale «CCI»). par trois (3) arbitres désignés conformément à ce règlement. |

Source : PPA, 1996 entre GTi et Senelec.

### 6.1.2. Situation exploitation contrat GTi

La genèse de l'exécution de ce contrat est fournie ci-dessous suite à l'audition du Directeur du Transport de SENELEC et du Directeur Technique de GTi. Elle a permis d'identifier plusieurs problèmes :

**Tableau 7: Situation exploitation contrat GTi**

| DT SENELEC  | DT GTi Dakar  |
|---|---|
| ☞ Initialement prévu en Octobre 1999, l'achèvement des travaux de construction de la centrale de GTi a accusé un retard de neuf (9) mois ce qui a contraint la SENELEC a effectuer des délestages pendant cette période et a entraîné un retard important de réalisation du programme d'entretien préventif des autres centrales de SENELEC.                        | ☞ Ce retard était dû à des problèmes d'importation du matériel. GTi à cependant payé des pénalités FCFA 3.000.000 par jour de retard.   |
| ☞ Entre 1999 et 2004, des indisponibilités partielles et fréquentes de la centrale de GTi ont été notées la plupart du temps. Aussi nous avons noté une limitation de puissance sur cette machine durant toute l'année 2004. Cette limitation a été de 44 MW au lieu de 50MW.   | ☞ Durant cette période, hormis les arrêts programmés, les pertes de puissance ont vu leur origine dans les arrêts et redémarrages répétitifs.   |
| ☞ Le 19 juin 2008 à 09h26, un amorçage cote 11,5 kV à cause l'avarie du transformateur de puissance de la centrale de GTi-Dakar rendant la centrale indisponible. Cette indisponibilité du transformateur a entraîné celle de la centrale jusqu'à la fin de l'année. GTi n'a pas fonctionné durant l'année 2009 du fait de l'indisponibilité de son transformateur. | ☞ En date du 19 Juin 2008, GTi à reçu un retour de puissance de SENELEC entraînant la destruction de son transformateur de GTi. Malgré toutes les charges engagées pour sa réparation, GTi à été obligé de commander un nouveau transformateur en Chine (temps de fabrication 6 mois, transport 2 |

|  |   |
|--|---|
|  | mois)   |
| ☞ <i>Un protocole d'accord a été finalement signé le 7 avril 2010 avec GTi et a permis une remise en service de la turbine à gaz depuis le 24 avril 2010 en cycle simple après un arrêt record de 22 mois elle est restée limitée à 32 MW du fait de l'indisponibilité de la turbine à vapeur de 15MW. La turbine à vapeur a été remise en service effectif le 20 octobre 2010, ce qui porte la puissance de la centrale à 46 MW en cycle combiné au gasoil. mais les conditions n'ont pas été respectées,</i> | ☞ Dans le dernier protocole, Senelec a repris en charge l'approvisionnement en combustible de la centrale en attendant sa conversion au gaz et le rachat par l'Etat du Sénégal des actions de GTi. Senelec a aussi signé un Protocole avec les pétroliers et GTi pour solder les arriérés dus par GTi et organiser les livraisons de combustible commandés par Senelec pour GTi.  |
| ☞ GTi a souvent évoqué des retards de règlement de SENELEC. C'est ainsi qu'il a été assigné en justice par son principal fournisseur de combustible pour défaut de paiement, SENELEC s'est impliqué dans la résolution de ce problème en signant un protocole d'accord tripartite SENELEC-GTi-OILYBIA/SHELL (le fournisseur).  | ☞ Ces retards sont réels. Le projet à été ficelé de sorte que toutes les parties prenantes respectent leurs engagements. Si SENELEC s'est impliqué pour la résolution de ce problème, c'est parce que quelque part sa responsabilité ne pouvait être écartée.   |
| ☞ Ambiguïté manifeste de certaines dispositions de la clause de Force Majeure relatives à l'approvisionnement en combustible et au traitement des conséquences de certains incidents techniques survenus à la centrale. Cette situation est exacerbée par la position unilatérale de GTi Dakar de détenir seule et chaque fois la bonne qualification de tels événements quels que soient les arguments avancés par Senelec  | ☞ La définition de cette clause est pourtant claire. <ul style="list-style-type: none"> <li>- En cas d'arrêt pour défaut de combustible du fait de Senelec (Défaut de paiement des factures de GTi)</li> <li>- En cas de panne du fait de Senelec (arrêts démarrages répétitifs.</li> </ul> <p>Donc tout événement, circonstance ou combinaison d'événements ou de circonstances ne relève pas de la volonté de, et n'est pas dû à un défaut ou à une négligence de GTi et qui n'aurait pas pu être évité malgré les meilleurs efforts de ce dernier. Dans ces cas les frais fixes sont dues.</p> |
| ☞ La production annuelle contractuelle de 300 GWH n'a jamais été atteinte par GTi de 2005 à 2012. SENELEC a été obligé de recourir à la TAG qui est un outil de réserve mais avec un coût de fonctionnement très élevé, mais surtout les conséquences du retard constaté dans l'entretien préventif.   | ☞ De 2005 à 2012 la SENELEC n'a jamais payé les factures de GTi à temps obligeant ce dernier à arrêter sa centrale la plupart du temps pour défaut de combustible.  |

Source : Nous même.

## **6.2. Difficultés majeures dans l'application du CAE entre GTi et Senelec.**

Les problèmes rencontrés dans l'exploitation de la centrale sont soit liés aux dispositions du CAE soit aux caractéristiques propres de la centrale.

### **6.2.1. Sur le plan technique**

La production annuelle contractuelle de 300 GWh de la centrale (Take or pay) n'a pas été atteinte durant les cinq dernières années à cause notamment:

- ❖ Des incidents récurrents intervenus dans la centrale qui ont entraîné plusieurs mois d'arrêt avec notamment l'indisponibilité totale de la centrale du 26 décembre 2005 au 2 mai 2006 suite à la rupture de l'arbre de la turbine.
- ❖ GTi n'a pas fonctionné durant l'année 2009 du fait de l'indisponibilité de son transformateur.
- ❖ De la dégradation des performances de la centrale (puissance disponible limitée, mauvaise consommation spécifique, temps de démarrage après arrêt trop long).
- ❖ Des arrêts récurrents par manque de combustible dus au défaut de paiement à bonne date de Senelec entraînant le refus de livraison de combustible à GTi des pétroliers.

Durant les périodes d'indisponibilité par manque de combustible, des divergences d'interprétation de certaines dispositions du contrat notamment la clause de Force Majeure liée au manque de combustible ont détérioré les relations entre les parties. De même, l'invocation par GTi Dakar d'un Cas de Force Majeure industriel suite à des incidents au niveau de la Centrale a entraîné la contestation par Senelec de plusieurs montants facturés. Il faut dire que Senelec aurait pu acheter plus d'énergie, n'eussent été les nombreuses et longues indisponibilités aléatoires de la centrale car durant toutes ces périodes Senelec a procédé à d'importants délestages par manque de production.

### **6.2.2. Sur le plan financier**

Avant l'incident du 19 juin 2008, toutes les factures envoyées par GTi Dakar avaient été certifiées sans contestation. Malheureusement, Senelec et GTi Dakar n'ont pas eu les mêmes positions quant au traitement de l'incident du 19 juin 2008 par rapport aux dispositions du PPA. En effet, GTi Dakar considère cet incident comme résultant d'un Cas de Force Majeure alors que pour Senelec il s'agit d'une indisponibilité aléatoire. Par conséquent, GTi Dakar a

continué à facturer à la Senelec la pleine capacité de 50 MW pour les Paiements de Capacité même si la centrale est restée à l'arrêt. Pour Senelec, les paiements de capacité ont été validés sur la base d'une puissance de 20 MW pendant les périodes où la centrale disposait d'un transformateur c'est à dire du 2 octobre 2008 au 31 mars 2009 et le reste sur une puissance nulle. Malgré les contestations de Senelec de certains montants facturés, GTi Dakar a continué à tirer sur le Compte de Délégation (CDA), ouvert par Senelec auprès de la Citibank pour garantir les paiements des factures, les montants contestés contrairement aux dispositions du CAE qui autorisent à la Senelec de ne pas payer les montants contestés. Les ponctions mensuelles opérées par GTi Dakar sur le CDA s'élevaient à environ 500 millions FCFA. En date du 17 novembre 2009, sur demande de Senelec, le Président du tribunal régional hors classe de Dakar avait ordonné « la suspension de tout prélèvement par la Société GTi sur le CDA ouvert dans les livres de la Citibank Dakar jusqu'à l'intervention d'une décision de la Cour Internationale d'Arbitrage de la Chambre de Commerce Internationale » et a fait « défense à la Citibank de payer toute somme à GTi jusqu'à l'intervention de ladite décision ». Depuis lors, les deux parties envoient au juge une demande pour que GTi puisse tirer dans le compte le montant correspondant à sa facture certifiée et que Senelec tire le reste pour acheter du combustible pour la centrale.

### **6.2.3. Sur le plan juridique**

Depuis le début de l'exploitation commerciale de la Centrale en date du 18 Décembre 2000, l'exécution du contrat souffre d'une anomalie contractuelle majeure selon Senelec, l'interprétation contradictoire que les parties font de la clause de Force Majeure malgré les nombreuses séances de négociation et les multiples protocoles d'accord signés par les deux Parties. Cette situation s'explique par l'ambiguïté manifeste de certaines dispositions de la clause de Force Majeure relatives à l'approvisionnement en combustible et au traitement des conséquences de certains incidents techniques survenus à la centrale. Cette situation est exacerbée par la position unilatérale de GTi Dakar de détenir seule et chaque fois la bonne qualification de tels événements quels que soient les arguments avancés par Senelec. Le contentieux est d'autant plus âpre que Senelec s'est rendu compte aux termes des quelques années d'exécution du contrat que tous les risques inhérents à la survenance et à la persistance d'un cas de force majeure sont supportés par elle seule d'où un déséquilibre certain au détriment de Senelec.

### **6.3. Recommandations pour une performance de la Production Indépendante d'Electricité.**

Nous essayerons de présenter dans cette partie, notre modeste contribution quant au rôle que la PIE peut jouer dans la résorption du déficit structurel de production de la Senelec.

D'abord nous ferons, une analyse des différents résultats de notre étude pour identifier les forces et faiblesses du système de pilotage de la PIE à GTi, ensuite nous proposerons en nous basant sur les particularités du business model de GTi, des recommandations pour une meilleure utilisation de la PIE au service de la performance de la production.

#### **6.3.1. Diagnostic et analyse des outils de pilotage du processus de production.**

Il s'agira dans cette section de faire une évaluation des processus de pilotage et du système de production de GTi. Le pilotage de la performance à GTi repose principalement sur l'identification des risques d'incident par la mise en place de systèmes de maintenance préventive. Ces derniers sont des Keys Performance Indicators déterminant l'orientation générale et le fonctionnement des équipements de production de l'entreprise.

##### **6.3.1.1. Les forces du système de pilotage.**

Nous avons observé au sein de GTi, un ensemble d'indicateurs touchant aux processus de production, internes (Environnement Hygiène Sécurité), organisationnels et financiers qui semblent assez complets et cohérents avec leur objectif principal.

De même, le système de diffusion et de reporting adopté par la GTi permet une remontée efficace des informations avec un contrôle direct exercé sur chaque fonction par la maison mère.

Les indicateurs utilisés par GTi permettent de visualiser le fonctionnement de l'entreprise et d'identifier les différents leviers qu'elle utilise pour garantir à son organisation l'atteinte de son objectif premier qui est : être disposé à débiter sur le réseau le nombre de mégawatts nécessaires à chaque fois que la SENELEC en fera la demande tout en garantissant la bonne maintenance des différentes unités.

Pour conclure, nous reconnaissons la présence d'un système de pilotage assez performant, avec la mise en place d'indicateurs structurés, permettant de réaliser un suivi et un minimum de contrôle. Ceci s'explique par le fait que GTi est une filiale d'une multinationale.

### **6.3.1.2. Les faiblesses du système de pilotage.**

GTi a mis en place un système de pilotage reposant sur l'identification de plusieurs indicateurs fonctionnels, toutefois ce système comporte quelques insuffisances ;

Les indicateurs concernent principalement certains axes du management de l'organisation et ont plus trait à la réalisation des objectifs organisationnels, il n'existe pas d'indicateurs précis mesurant la satisfaction du personnel (fort taux de rotation des effectifs ?) ou encore la satisfaction du client (SENELEC). Ces indicateurs sont ignorés ou sont peu élaborés : il n'existe pas de procédures réelles de collecte et de contrôle, dans des cas donnés. Ils permettraient une réaction rapide, afin de mieux comprendre, quels déterminants freinent l'amélioration de la performance organisationnelle, il ne doit pas y avoir de lourdeurs à ce niveau. Enfin, les indicateurs utilisés ne déterminent pas le temps de réaction pour faire face à une situation et mettre en œuvre des actions de régulation.

### **6.3.2. Recommandations**

D'après la loi n° 98-29 du 14 avril 1998, la loi n° 2002-01 modifiant cette dernière notamment en son article 9 et la Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie du 09 avril 2003, la production d'énergie électrique sera davantage assurée par les sociétés privées choisies par appels d'offres compétitifs lancés par la CRSE; ces sociétés seront liées à Senelec par des contrats de type BOOT.

Du fait de l'existence d'un cadre juridique et réglementaire qui établit clairement les règles du jeu, les projets de PIE s'imposent face à l'alternative de l'investissement public du fait de l'insuffisance des ressources de l'Etat pour investir dans le développement des parcs de production d'électricité.

Le futur du secteur énergétique reposera sur le mix énergétique, associant les énergies traditionnelles, les hydrocarbures gazeux et les énergies renouvelables.

### **6.3.2.1. Les Avantages de la Production Indépendante d'Electricité**

Le projet de production de GTi dans le cadre du CAE repose sur les atouts suivants :

- elle a permis d'attirer des capitaux privés qui seront clairement consacrés à l'investissement et à l'accroissement de l'efficacité productive.
- elle a permis le renouvellement du parc vétuste de production de la Senelec.
- elle a permis de lutter contre le chômage et créer de la valeur (50 permanents à terme)
- elle a permis à l'Etat de recouvrer des taxes (cf. tableau 5)
- elle a permis d'améliorer la qualité du service et de la fourniture.
- elle a permis de réduire les pertes aussi bien techniques que non techniques.
- la totalité des équipements de production sera rétrocédée à la Senelec à la fin du contrat.

### **6.3.2.2. Les Inconvénients de la Production Indépendante d'Electricité**

Cependant, il est utile de rappeler que :

- Dans les situations d'urgence, le rapport de force penche invariablement en faveur des PIE, ce qui impose généralement d'approuver des contrats avec des prix élevés.
- Les négociations directes, de gré à gré avec le PIE sont source d'abus et conduisent également à des prix élevés.

Toutefois, pour être performante, GTi doit :

- Veiller à la bonne disponibilité de sa centrale par une maintenance accrue de ses installations.
- Activer les protections pour éviter les retours de puissance de Senelec.
- Attirer l'attention de Senelec sur les arrêts-démarrages répétitifs qui entraînent l'usure de la machine (Maintien en base).
- Eviter les arrêts récurrents par manque de combustible qui détériorent la machine.
- Privilégier la concertation en ce qui concerne la qualification des Cas de force majeure même si le contrat est clair dessus.
- Réhabiliter la turbine à vapeur (TAV) afin de passer au cycle combiné.
- Il faut noter que le coût de production de la centrale (cycle simple au gazoil) place GTi avant dernier sur l'ordre de placement à cause de la panne de sa TAV.

## **Conclusion 6<sup>e</sup> chapitre.**

La Senelec avait fait appel à la production indépendante d'énergie à une période où il n'existait pas du tout de cadre réglementaire propice au développement de cette activité.

GTi est arrivé dans un contexte de vétusté du parc de production de la Senelec combiné à l'importance des besoins en nouvelles capacités de production dictée par une demande en croissance.

Ce contexte, marqué par un déficit de production important et une insuffisance de ressources financières, a beaucoup influencé l'allocation des risques entre l'entreprise publique Senelec et le producteur indépendant, GTi.

Pour cette première expérience, Senelec a négocié dans une situation d'urgence avec les effets néfastes que les délais très courts impliquent sur les prix et la technologie utilisée. De plus Senelec ne s'était pas fait accompagner par un cabinet d'experts de renommée spécialisé dans le domaine.

Tout le contraire pour GTi filiale de GE qui avait une très grande expérience en matière de contrats de type BOOT.

En tout état de cause, il y a eu appel d'offres donc compétition entre les soumissionnaires, GTi l'a remporté et la Senelec doit respecter ses obligations contenues dans le CAE.

### **Conclusion partielle.**

Tout au long de cette partie, nous avons essayé de présenter et d'expliquer le principe de fonctionnement de GTi. Le dernier chapitre a été pour nous l'occasion d'apporter des critiques et recommandations qui, à notre avis, pourront améliorer le système de pilotage GTi.

La réalisation de cette étude nous a été facilitée par l'existence d'un cadre opérationnel de production, appliqué à l'ensemble des centres de responsabilité de l'entreprise. Notre démarche a consisté d'abord à essayer de comprendre le système de production de l'entreprise et les raisons de l'adoption d'un tel modèle, puis à analyser et étudier les modalités de sa mise œuvre. Les recommandations faites à l'issue de cette étude ne constituent pas des panacées ou des solutions toutes faites qui garantissent une meilleure performance, mais elles ont l'avantage d'insister sur l'importance à accorder à la planification, au pilotage, à la maintenance de ses outils de productions, qui constituent des standards par rapport auxquels l'entreprise s'évalue et oriente ses actions.

CESAG - BIBLIOTHEQUE

## **CONCLUSION GENERALE**

L'énergie électrique joue un rôle incontournable dans le développement économique et social du continent africain. L'Afrique ne représente que 3% de la consommation électrique mondiale, alors qu'elle héberge près de 15% de la population du globe.

Aujourd'hui, c'est au tour de l'Afrique, notamment au sud du Sahara, de profiter d'une accélération de la stratégie de l'investissement dans le secteur de l'énergie électrique. L'énergie électrique est rare sur le continent, les besoins sont énormes. À titre de comparaison, un Africain consomme 300 KWH par an, un Européen entre 10 000 et 20 000 KWH et en 2050, une personne sur deux dans le monde privée d'électricité vivra en Afrique. D'où le cri d'alarme de certains experts. Le scénario fait froid dans le dos.

Dans un monde caractérisé de plus en plus par le diktat de la loi du baril du pétrole, rendant vulnérable la production énergétique des pays non producteurs comme le Sénégal, la solution réside dans d'autres sources d'énergie.

Une réorientation de la politique énergétique nationale du Sénégal est en train de s'opérer et sera caractérisée par une « diversification des sources de production », notamment avec le charbon et les ressources primaires. Dans cette nouvelle politique, les énergies renouvelables vont prendre une place de choix avec l'éolien et l'hydraulique.

Le Conseil des Ministres s'est réuni le jeudi 31 janvier 2013, au Palais de la République, sous la présidence du Chef de l'Etat, son Excellence Monsieur Macky SALL<sup>28</sup>.

*“Introduisant sa communication au Conseil, le Président de la République a rappelé l'importance stratégique pour le Sénégal, de relever constamment le défi énergétique, afin d'accélérer la croissance économique du pays et de répondre à la demande sociale des populations. Il a ainsi demandé au Premier Ministre en relation avec le Ministre de l'Energie et des Mines, de prendre les dispositions nécessaires pour mettre un terme aux délestages dans la fourniture d'électricité, constatés ces derniers jours, d'accélérer le processus d'électrification en faveur de 3200 villages d'ici la fin de l'année 2013, de développer un*

---

<sup>28</sup> Président de la République du Sénégal depuis Avril 2012

*important programme de maîtrise de la demande en énergie, en poursuivant notamment le projet de mise à disposition des ampoules à basse consommation.”<sup>29</sup>*

Le communiqué ci-dessus montre que le problème reste entier et qu'une solution définitive encore moins un début de solution ne sont encore trouvés.

Le gouvernement du Premier Ministre Abdoul Mbaye hérite d'un épineux dossier, celui de l'électricité après le départ du pouvoir du président Abdoulaye Wade, emporté par l'ouragan de contestation populaire. La crise énergétique que connaît ces dix dernières années le pays est une véritable bombe à retardement pour les gouvernants qui se démènent pour sortir les populations des ténèbres. Sous l'ère Wade, le Plan Takkal, programme d'urgence avait été mis en place pour résoudre le problème. Ce plan, déroulé par le fils de l'ex-président sénégalais, Karim Wade, ministre d'alors de l'énergie, a englouti plus de 765 milliards de f CFA. Ces importantes sommes n'ont pas servi à régler la crise énergétique, qui étale ses tentacules dans tous les segments de l'économie nationale. En réalité, malgré la pertinence matérielle et structurelle du programme, soutenue par les bailleurs de fonds, le Plan Takkal a tourné en eau de boudin. Une nébuleuse, pour certains qui y voient plus un gouffre à milliards, qu'autre chose. A cause des délestages, en 2010, la croissance du Sénégal a chuté de 1,2%. Alors que le déficit public frôle la barre de 6,4 %, le problème de l'électricité, qui plombe les millions de ménages et les empêche de dormir paisiblement, se pose avec acuité et passe pour être un véritable casse tête pour le régime Sall. Lors de la présentation de la politique générale du gouvernement, différentes options ont été retenues par les nouvelles autorités pour résorber le déficit énergétique de la Senelec (société publique d'électricité) et les bases d'une politique maîtrisée et durable du secteur énergétiques ont été lancées. Faut-il subventionner le prix de l'électricité qui engloutit quelque 120 milliards f CFA chaque année versée à la Senelec pour éviter la hausse du prix de l'électricité, ou appliquer la vérité des prix, comme l'exige les institutions de Breton Woods. Cette enveloppe de 120 milliards représente plus de 5,2% du budget national. L'ancien représentant du FMI au Sénégal, Alex Segura, voulait que l'Etat applique la vérité des prix du marché international. La goutte de trop qui avait suscité la sortie fracassante du président des consommateurs sénégalais, Momar NDAO. A priori, le régime actuel veut se donner les moyens et les ambitions en matière de recherche pétrolière et du gaz

---

<sup>29</sup> [www.gouv.sn](http://www.gouv.sn)

pour en finir d'avec les cycliques crises de croissance, nées du déficit en combustible. Le problème du combustible est lié en partie au déficit d'énergie de l'ordre de 134 MW. La crise énergétique, qui continue de perdurer, résulte d'une combinaison de facteurs : offre insuffisante, coûteuse et instable de l'électricité, d'un déficit de production structurel, d'une vétusté des réseaux de transport et de distribution. La Senelec est devenue un gouffre à milliards et son passif peine d'être apuré. L'Etat se voit contraint de faire recours de façon substantielle à l'énergie thermique. «Ce n'est pas tout qui est mauvais dans le plan d'urgence Takkal, même si on constate des dysfonctionnements surtout dans la réalisation des investissements», confie un officiel. Selon le Premier ministre, l'option stratégique du Plan Takkal était trop risquée et était axée sur les centrales à charbon. Grâce au financement du guichet public français (AFD), la Senelec devra réhabiliter 14 centrales électriques à travers le pays, au deuxième semestre 2014. (Les Afriques, 2013 :12)

Selon des données économiques fiables, les factures d'électricité ces dix dernières années, ont grimpé à plus de 49% chez les consommateurs. Le KWh est fixé à 110 francs, la Senelec elle, produit environ à 148 FCFA le KWh. Son manque à gagner est évalué à 1 milliard 600 millions FCFA tous les 10 jours, à chaque fois que la société produit. (DME Senelec

Le futur du secteur énergétique d'après la vision de l'actuel régime en place repose sur le mix énergétique, associant les énergies traditionnelles, les hydrocarbures gazeux et les énergies renouvelables.

L'Etat compte sur la coopération énergétique sous régionale (OMVS) avec la mise en service des barrages hydroélectriques de Felou et Gouina. Des excédents sont attendus du côté mauritanien et de l'interconnexion au réseau ouest africain Le ministre sénégalais des finances, Amadou Kane, soutient que l'alternative à la baisse de la subvention peut être la hausse du prix de l'électricité, mais le gouvernement réfléchit sur d'autres schémas afin de baisser le prix. L'Etat prévoit de dégarnir cette enveloppe de façon graduelle allant d'une fourchette de 80 milliards pour la période 2014 et de 60 milliards pour 2015.

Le pays a reculé d'une vingtaine d'années sur le plan énergétique. Le compteur a été remis à zéro et il faut tout reprendre ou tout recommencer. Mais comment recommencer ? Ce serait en vain d'essayer d'y répondre et nous risquons de faire dans l'utopie et même dans l'imaginaire car même nos dirigeants à qui nous faisons confiance, ne font que se perdre entre discours, promesses, plan de réhabilitation, de relance et ou d'audit. Il est donc tant d'adopter une

politique d'investissement durable comme la PIE qui au finish permettra non seulement de renouveler le parc mais de disposer de mégawatts nécessaires à la couverture de la demande nationale.

Mais paradoxalement, le déficit de production actuel de la SENELEC est de 150MW, la centrale de GTi de 50MW avait nécessité en l'an 2000 un investissement d'environ 45 milliards, le Plan Takkal de 2011 lui à coûté 60 milliards en 1an pour la location de 150 groupes de 1MW.

En définitive, il est clair que l'abandon de la location devient dans le contexte actuel non pas une nécessité mais une action citoyenne, car plus avantageux pour l'Etat et la Senelec d'opter pour la Production Indépendante avec des contrats de type BOOT.

CESAG - BIBLIOTHEQUE

CESAG - BIBLIOTHEQUE

**ANNEXES**

## Annexe 1: Glossaire

**Take or Pay** : Le contrat d'achat d'énergie prévoit un enlèvement minimum de 300 GWh/an soit 6000 heures de fonctionnement pour la centrale de 54 MW.

**Productible** : Quantité d'énergie annuelle que la centrale est capable de fournir compte tenu du niveau de remplissage du réservoir. Elle est estimée au début de chaque année civile d'exploitation.

**Capacité de la centrale** : c'est la puissance garantie par le producteur indépendant selon certaines conditions atmosphériques (température, pression, humidité relative) plus contraignantes que les conditions ambiantes normales et qui est déterminée à partir d'essais effectués en présence des deux parties contractantes.

**Coefficient de capacité** : il mesure le degré de satisfaction de la demande de Senelec à chaque heure de la journée où la centrale doit être en fonctionnement.

**Consommation spécifique** : C'est le rapport entre la consommation de combustible et l'énergie brute produite par la centrale.

**Heure applicable** : Il désigne pour tout mois calendaire, l'ensemble des heures de ce mois pendant lesquelles la centrale est programmée pour fonctionner à l'exclusion des heures de démarrage ou d'arrêt et des heures de maintenance.

**O&M** : c'est le contrat d'exploitation et de maintenance, il lie en général la société de projet à une autre entreprise qui lui vend ces prestations

**BOOT** : Le contrat de type BOOT peut se définir comme un processus par lequel des investisseurs privés –en général étrangers – mobilisent des financements et construisent une centrale électrique dont la production est vendue au transporteur ou au transporteur – distributeur pendant une période définie par contrat. Au terme de la période de franchise qui dure entre 10 et 25 ans, la propriété de l'équipement est transférée à l'Etat contre l'acquiescement d'un certain droit.

**BOO** : Le contrat de type BOO diffère du précédent par le fait que les investisseurs privés gardent la propriété de l'équipement et ne sont pas tenus de le rétrocéder. Il existe une large

déclinaison de ce type d'arrangements contractuels, en fonction des contraintes financières, légales et politiques définies par l'Etat.

**Plan « Takkal »** : Plan de relance du secteur de l'énergie électrique initié en 2011 par le Gouvernement du Sénégal après la recrudescence des délestages.

**Loi PURPA** : Cette loi, adoptée aux Etats-Unis en 1978 a entre autres imposé aux opérateurs de réseaux d'acheter l'énergie produite par des producteurs non spécifiquement du secteur, suivant une estimation administrative des coûts évités du système électrique calculée par les pouvoirs publics.

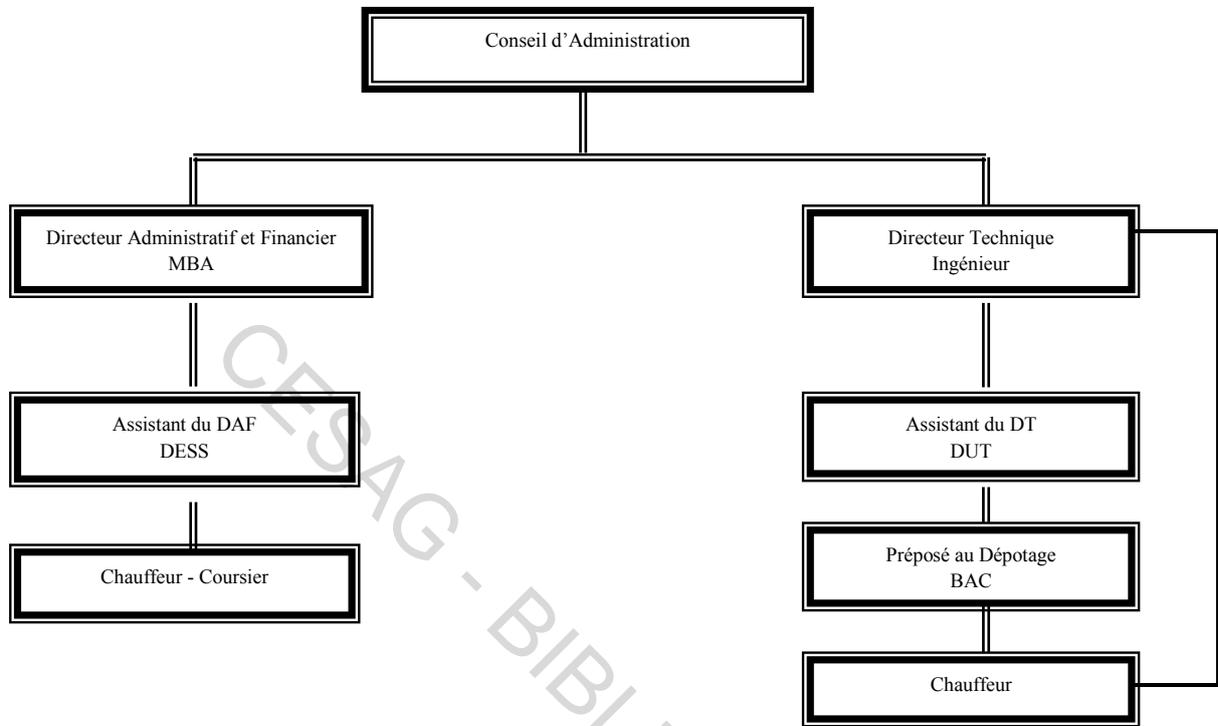
CESAG - BIBLIOTHEQUE

**Annexe 2: Tableau de répartition de la puissance par âge du parc de production de la  
SENELEC - Achats d'énergie au 31/12/2012**

| Sites                    | Centrales                     | Groupes | Année       | Type                   | Puiss. Nominale (MW) | Puiss. Référence année (MW) | Puiss. Installée (MW) | Puiss. Disponible en exploitat° (MW) | OBS          |
|--------------------------|-------------------------------|---------|-------------|------------------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------------------------------|--------------|
| Bel Air                  | C.II Vapeur                   | 101     | 1953        | Vapeur                 | 12,8                 | 0                           | 25,6                  | 0                                    | Hors service |
|                          |                               | 102     | 1955        | Vapeur                 | 0                    | 0                           |                       | 0                                    | Hors service |
|                          |                               | 103     | 1959        | Vapeur                 | 12,8                 | 0                           |                       | 0                                    | Hors service |
|                          |                               | 104     | 1961        | Vapeur                 | 0                    | 0                           |                       | 0                                    | Hors service |
|                          | C.I Diesel                    | 105     | 1990        | Vapeur                 | 0                    | 0                           | 5                     | 0                                    | Déclassé     |
|                          |                               | 106     | 1990        | Diesel                 | 5                    | 4                           |                       | 0                                    | Hors service |
|                          | C.VI                          | 601     | 2006        | Diesel                 | 16,45                | 15,95                       | 65,8                  | 15,95                                |              |
|                          |                               | 602     | 2006        | Diesel                 | 16,45                | 15,95                       |                       | 15,95                                |              |
|                          |                               | 603     | 2006        | Diesel                 | 16,45                | 15,95                       |                       | 15,95                                |              |
|                          |                               | 604     | 2006        | Diesel                 | 16,45                | 15,95                       |                       | 15,95                                |              |
| TAG 4                    | TAG 4                         | 1999    | Diesel      | 35                     | 30                   | 35                          | 25                    |                                      |              |
| Cap des Biches           | C.III Vapeur                  | 301     | 1966        | Turbines à combustion  | 27,5                 | 20                          | 87,5                  | 20                                   |              |
|                          |                               | 302     | 1975        | Vapeur                 | 30                   | 0                           |                       |                                      | Indisponible |
|                          |                               | 303     | 1978        | Vapeur                 | 30                   | 20                          |                       | 20                                   |              |
|                          | C.III TAG                     | TAG 1   | 1971        | Vapeur                 | 0                    | 0                           | 42                    |                                      | Indisponible |
|                          |                               | TAG 2   | 1984        | Turbines à combustion  | 20                   | 18                          |                       | 18                                   |              |
|                          |                               | TAG 3   | 1995        | Turbines à combustion  | 22                   | 0                           |                       |                                      | Indisponible |
|                          | C.IV                          | 401     | 1990        | Turbines à combustion  | 21                   | 18                          | 95                    | 18                                   |              |
|                          |                               | 402     | 1990        | Diesel                 | 21                   | 18                          |                       | 18                                   |              |
|                          |                               | 403     | 1997        | Diesel                 | 23                   | 18                          |                       | 18                                   |              |
|                          |                               | 404     | 2003        | Diesel                 | 15                   | 15                          |                       | 15                                   |              |
| 405                      |                               | 2003    | Diesel      | 15                     | 15                   | 15                          |                       |                                      |              |
| Régions                  | Kahone 1                      | 93      | 1982        | Diesel                 | 0                    | 0                           | 0                     |                                      | Déclassé     |
|                          |                               | 94      | 1982        | Diesel                 | 0                    | 0                           |                       |                                      |              |
|                          |                               | 149     | 1988        | Diesel                 | 0                    | 0                           |                       |                                      |              |
|                          |                               | 150     | 1988        | Diesel                 | 0                    | 0                           |                       |                                      |              |
|                          | Kahone 2                      | 701     | 2008        | Diesel                 | 16,9                 | 15                          | 67,6                  | 15                                   |              |
|                          |                               | 702     | 2008        | Diesel                 | 16,9                 | 15                          |                       | 15                                   |              |
|                          |                               | 703     | 2008        | Diesel                 | 16,9                 | 15                          |                       | 15                                   |              |
|                          |                               | 704     | 2008        | Diesel                 | 16,9                 | 15                          |                       | 15                                   |              |
|                          | St-Louis                      | 82      | 1979        | Diesel                 | 3,24                 | 0                           | 6,48                  |                                      | Hors service |
|                          |                               | 83      | 1979        | Diesel                 | 3,24                 | 0                           |                       |                                      | Hors service |
| Producteurs indépendants | GTi                           | TAG     | 1999        | Turbines a combustion  | 36                   | 35                          | 329,5                 | 35                                   |              |
|                          |                               | TAV     | 2000        | Cycle combiné - vapeur | 16                   | 15                          |                       |                                      |              |
|                          | Manantali                     | 2002    | Hydraulique | 60                     | 60                   | 60                          |                       |                                      |              |
|                          | Kounoune 9 Groupes            |         | 2007        | Diesel                 | 67,5                 | 67,5                        |                       | 67,5                                 |              |
|                          | APR Cap des Biches 50 Groupes |         | 2011        | Diesel                 | 50                   | 50                          |                       | 50                                   |              |
|                          | APR Kahone 100 Groupes        |         | 2011        | Diesel                 | 100                  | 100                         |                       | 100                                  |              |
|                          |                               |         |             |                        | <b>759</b>           | <b>627</b>                  | <b>759</b>            | <b>603</b>                           |              |

Source: SENELEC -Rapport annuel Mouvement d'Energie 2012

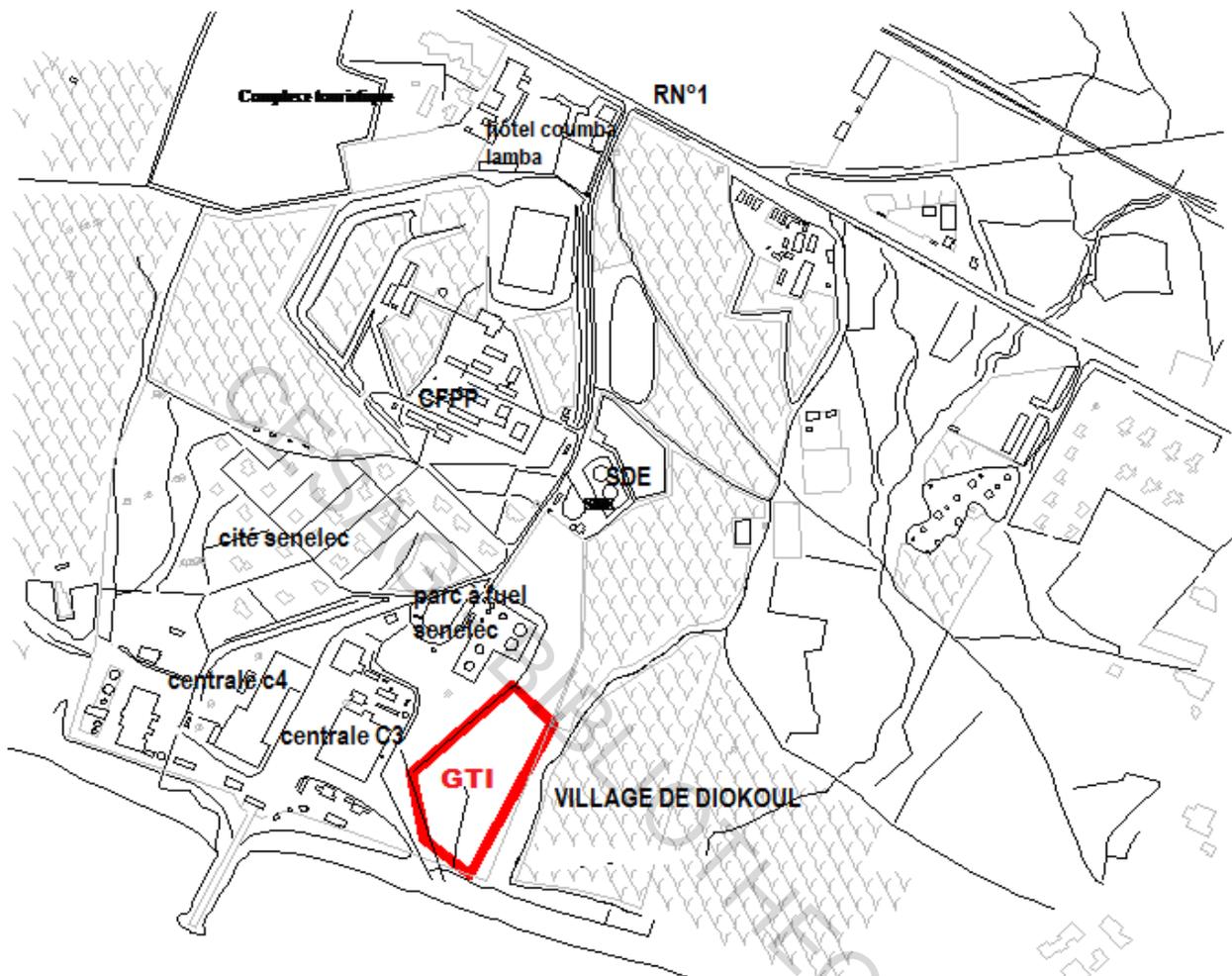
### Annexe 3: Organigramme de GTi



Source: Manuel de procédures de GTi

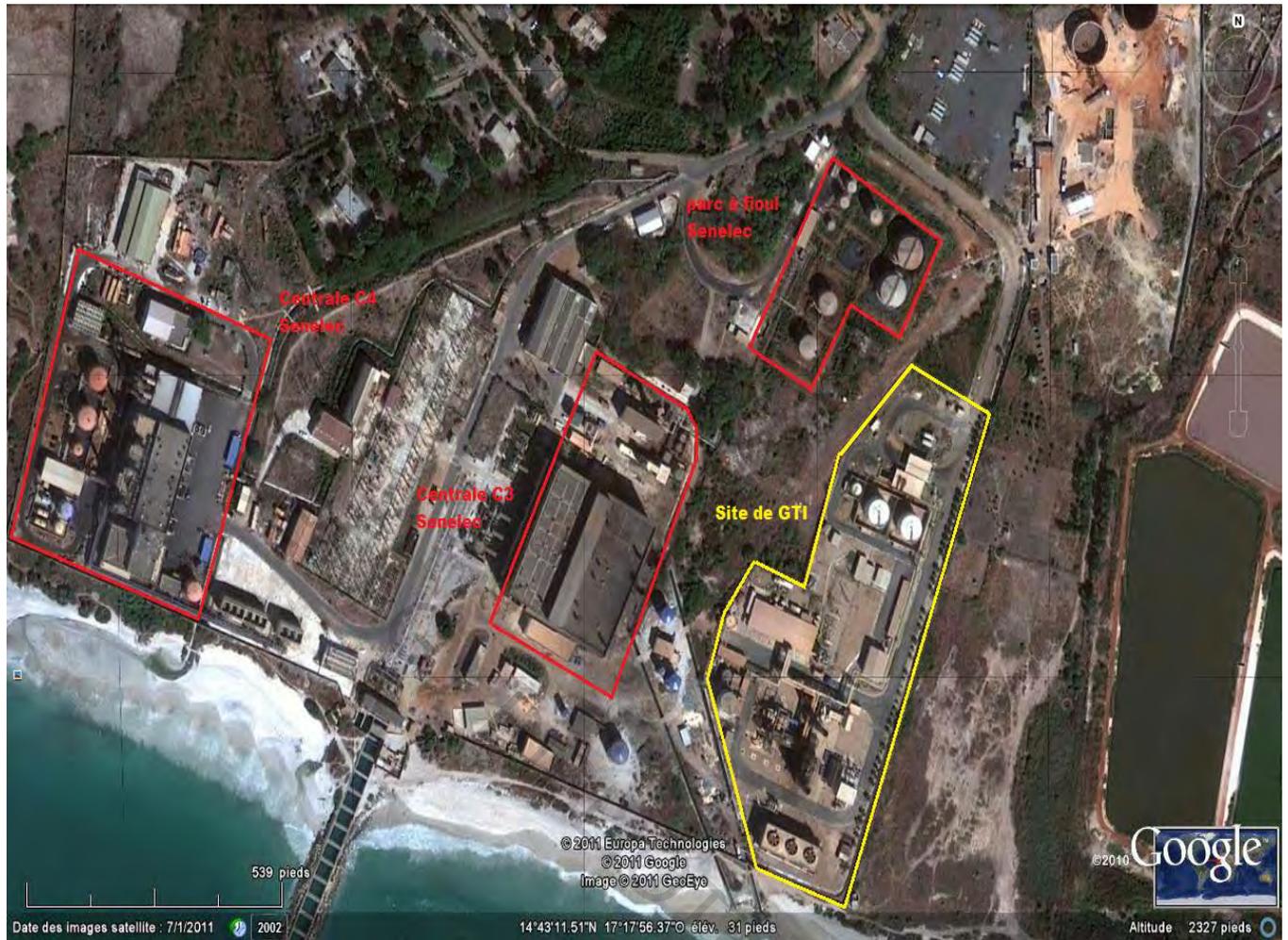


## Annexe 5: Localisation de la centrale de GTi en limite rouge



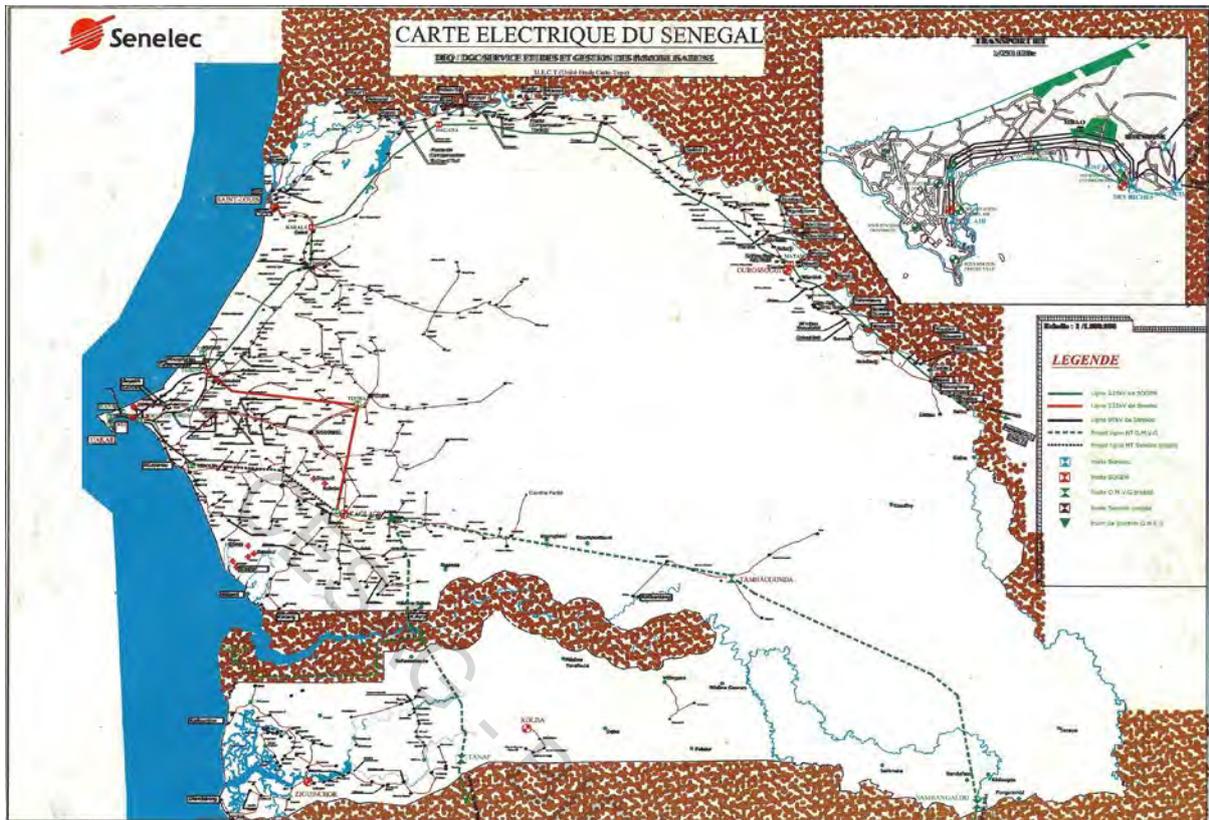
Source : Rapport Audit HSE de la Centrale de GTi – Cabinet Quartz Afrique Nov-2011

## Annexe 6: Vue aérienne de la centrale de GTi



Source : Rapport Audit HSE de la Centrale de GTi – Quartz Afrique Nov-2011

## Annexe 7: Carte électrique du Sénégal



Source: SENELEC - Rapport annuel Mouvement d'Energie 2011

## Annexe 8: Répartition des fonds du Plan Takkal

### Où va l'argent du plan Takkal?



Source : Jeune Afrique du 25 Juillet 2011

CESAG - BIBLIOTHEQUE

**BIBLIOGRAPHIE.**

## **Ouvrages**

1. **BELOT Raoul (2003)**, Anticiper l'audit de projet, pour la maîtrise des risques dans les projets publics ou privés, AFNOR.
2. **BOUQUIN Henry (2010)**, Le Contrôle de Gestion, 9<sup>e</sup> Edition, PUF, Pages :595
3. **FALL Alioune (1997)**, L'ouverture au capital privé du secteur électrique au Sénégal : contours et justifications de la réforme de 1997, Collections IEPF, Québec, p.110-120.
4. **FINON Dominique (1997)**, Du modèle intégré au modèle contractuel : l'organisation de la participation du secteur privé dans le secteur électrique, Collections IEPF, Québec, p.3-18.
5. **FINON Dominique (1997)**, La contractualisation en production indépendante : une évolution parallèle entre pays industrialisés et pays en développement, Collections IEPF, Québec, p.205-220.
6. **KAMGAING Moyo (1997)**, Analyse et gestion des risques de développement des projets de production indépendante d'électricité en Afrique, Collections IEPF, Québec, p.297-305.
7. **MADERS Henri-Pierre (2005)**, Pratiquer la conduite de projet, Etienne Clet, Editions d'Organisation.
8. **DE MARESCHAL Gilbert (2003)**, La cartographie des risques, Editions AFNOR, 50 pages. Broché.
9. **MASSICOTTE Alain (1997)**, Le financement de la production indépendante d'électricité et la répartition des risques, Collections IEPF, Québec, p.285-295.
10. **MASSICOTTE Alain (1997)**, Modalités d'introduction de la production indépendante d'électricité et analyse des clauses juridiques, Collections IEPF, Québec, p.221-232.
11. **MUTIMA Herman (1997)**, Le montage de projets privés d'interconnexion en complément de la production indépendante d'électricité : le projet d'internationalisation du site d'Inga, Collections IEPF, Québec, p.279-284.

12. **ROBYNS Benoit (2012)**, DAVIGNY Arnaud, FRANCOIS Bruno, HENNETON Antoine, SPROOTEN Jonathan, Production d'énergie électrique à partir des sources renouvelables, Collection sciences et technologies de l'énergie électrique 319 p.
13. **SEMERARO Giovanni (1997)**, Les contraintes du développement des systèmes électriques africains: la nécessité du recours au financement privé, Collections IEPF, Québec, p.19-32.
14. **CHESBROUGH, Henry and ROSENBLOOM Richard (2002)**, The role of the business model in capturing value from innovation: evidence from Xerox Corporation's technology spin-off companies, Industrial & Corporate Change, Vol. 11 p529-555, 27p,

### **Index des documents du projet de construction de GTi consultés**

#### **1. Financing and Security documents**

- IFC Investment Agreement (1998) between GTi Dakar and International Finance Corporation.
- Amendment No.1 to the IFC Investment Agreement (1998) between GTi Dakar and International Finance Corporation.
- CCF Loan Agreement (1998) between GTi Dakar and Credit Commercial de France.
- Amendment No.1 to the CCF Loan Agreement (1998) between GTi Dakar and Credit Commercial de France.

#### **2. Guarantees**

- GOS Guarantee dated as of August 4, 1997, between the Republic of Senegal, SENELEC and GTi Dakar.
- O&M Guarantee dated as of August 10, 1998 between General Electric International, Inc. and GTi Dakar.

#### **3. Certificates**

Certificate of Commencement of Construction and Operating phase dated August 24, 1998.

#### **4. Project documents**

- PPA (1996), by and between SENELEC and GTi Dakar.
- FSA (1998), among GTi, Mobil Oil Senegal and Shell Senegal.
- EPCS (1998), between GTi and Nuovo Pignone.
- O&M agreement (1998) between GTi Dakar and MEGS

#### **5. Organizational documents**

- GTi Dakar Articles of Association, Certificate of Incorporation, Memorandum of Association, Certificate of Authorized officer, Good Standing Certificate, Administrative Manual of Procedures
- MEGS Articles of Association, Certificate of Registration, Certificate of Authorized officer, Good Standing Certificate, Administrative Manual of Procedures.
- SENELEC Organizational Documents and Good Standing Certificate.

#### **Articles et périodiques**

##### **• Lois du Sénégal relatives au secteur de l'électricité**

- Décret n° 98-334 du 24 avril 1998 Fixant les conditions et les modalités de délivrances et de retrait de licence ou de concession de production, de distribution et de vente d'énergie électrique ;
- Décret n° 84-1128 du 04 octobre 1984 réglementant les activités de production, de transport et de distribution de l'énergie électrique ;
- Loi n° 65-59 du 19 juillet 1965 relative à la production, au captage, au transport et à la distribution de l'eau et de l'énergie électrique ;
- Loi d'orientation 98 - 29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'électricité ;
- Loi n° 2002-01 du 10 janvier 2002 abrogeant et remplaçant l'article 19, alinéas 4 et 5, et le chapitre IV de la loi n° 98-29 du 14 avril 1998 relative au secteur de l'Electricité ;
- Lettre de Politique de Développement du Secteur de l'Energie (L.P.D.S.E) du 09 avril 2003.

## **Sources Internet**

- Symposium de la CEDEAO (Burkina Faso, Octobre 2010) sur le thème : Sortir du sous développement : quelle nouvelle piste pour l'Afrique de l'Ouest : <http://www.developmentsymposium.ecowas.int/>
- Décision majeure du Conseil des Ministres du Burkina Faso du 18 mai 2011 dans le sens de l'accroissement de la production énergétique par le recrutement d'un producteur indépendant d'électricité pour accroître l'offre nationale en énergie électrique : <http://lefaso.net/spip.php?article42151>
- APIX (2011), Avantages du Code des Investissements du Sénégal <http://www.investinsenegal.com/-Services-aux-investisseurs-.html>
- Article du journal Les Afriques n° 239/Entreprises et Marchés, Mars 2013 : <http://www.lesafriques.com/entreprises-et-marches/senegal-le-casse-tete-chinois>
- Perspectives Monde, outil pédagogique des grandes tendances mondiales depuis 1945 : <http://perspective.usherbrooke.ca/bilan/tend/SEN/fr/EG.ELC.PROD.KH.html>
- CRSE (2011), lois et règlements relatifs au secteur de l'électricité, électrification urbaine et rurale du Sénégal : <http://www.crse.sn/crse.php?pg=4secteur>
- ANARE (2012), données et réglementation de la production indépendante d'électricité en Côte d'Ivoire : <http://www.anare.ci/Partenaires/partenaire.asp>
- SIE (2011), Rapport d'analyse du bilan énergétique national : <http://www.sie-energie.gouv.sn/spip.php?article5>
- SENELEC (2010), Rapport annuel relatif à la puissance du parc de production par type d'équipement : <http://www.senelec.sn/content/view/12/49/>
- Jeune Afrique (2011), Sénégal, Que vaut le Plan Takkal, article du 25/07/2011 à 16:06 par Michael Pauron : <http://www.jeuneafrique.com/Article/ARTJAJA2636p076078.xml0/karim-wministre-electricite-emeutesenegal-que-vaut-le-plan-takkal.html>
- GE (2011), Site Wikipédia pour l'historique, les activités, l'organisation des différents

filiales de General Electric : [http://fr.wikipedia.org/wiki/General\\_Electric](http://fr.wikipedia.org/wiki/General_Electric)

- DIOP Amadou (2011) Définitions des termes techniques concernant la production d'électricité, Chef de Quart MEGS : [www.techninfoservices.fr/gd](http://www.techninfoservices.fr/gd)
- MOSTERT Wolfgang (2003), Etude de cas : le PIE comme outil de privatisation, 15p : [http://www.riaed.net/IMG/pdf/WM\\_Le\\_Producteur\\_independantdeelectricite\\_comme\\_outil\\_de\\_la\\_privatisation\\_.pdf](http://www.riaed.net/IMG/pdf/WM_Le_Producteur_independantdeelectricite_comme_outil_de_la_privatisation_.pdf)
- RECORD (2009), Techniques de production d'électricité à partir de biogaz et de gaz de synthèse, 253 p, n°07 0226/1A : [http://www.recordnet.org/record/etudesdownload/record07-0226\\_1A.pdf](http://www.recordnet.org/record/etudesdownload/record07-0226_1A.pdf)
- GDF Suez (2011), Un leader mondial de l'énergie et de l'environnement, Rapport, 71p [http://www.gdfsuez.com/wpcontent/uploads/2012/06/GDFSUEZ\\_VP\\_AP\\_COMPLET\\_01.pdf](http://www.gdfsuez.com/wpcontent/uploads/2012/06/GDFSUEZ_VP_AP_COMPLET_01.pdf)

### **Mémoires et Rapports.**

- BAD-Coopération République du Sénégal (2011), Étude d'interconnexion des réseaux électriques Sénégal – Mauritanie – Maroc – Espagne, Analyse préliminaire, 46p
- BANQUE MONDIALE (2004), Vers la privatisation de l'infrastructure en Afrique: Perspectives et défis, Rapport technique de la Banque Mondiale n°337
- BITEYE Papa Mademba (2004), Examen critique et perspectives de la production indépendante d'énergie à la SENELEC, Mémoire 47<sup>e</sup> session du CEFEB, AFD.
- SENELEC (2011), Rapport annuel Mouvements d'Energie, 31p
- OCDE (2004), L'investissement direct Etranger au service du Développement – Optimiser les avantages et minimiser les coûts, 288p
- OCDE (2010), Agence pour l'Energie Nucléaire, coûts prévisionnels de production de l'électricité, 232p

- WORLD BANK (1993), The World Bank's Role in the Electric Power Sector, Document d'orientation de la Banque Mondiale, Washington.

### **Sites web**

- Site officiel de l'UEMOA : [www.uemoa.int](http://www.uemoa.int)
- Site officiel de la CRSE : [www.crse.sn](http://www.crse.sn)
- Site officiel de la BCEAO : [www.bceao.int](http://www.bceao.int)
- Site officiel de IFC : [www.ifc.org/french](http://www.ifc.org/french)
- Site officiel de la SENELEC : [www.senelec.sn](http://www.senelec.sn)
- Site officiel de l'ASER : [www.aser.sn](http://www.aser.sn)
- Site officiel du gouvernement du Sénégal : [www.gouv.sn](http://www.gouv.sn)
- Site officiel de l'APS : [www.aps.sn](http://www.aps.sn)
- Site officiel de l'OMVS : [www.portail-omvs.org](http://www.portail-omvs.org)
- Site officiel de General Electric : [www.ge.com](http://www.ge.com)
- Site officiel de Gaz de France : [www.gdfsuez.com](http://www.gdfsuez.com)
- Site officiel d'Electricité de France : [www.edf.com](http://www.edf.com)