

# **INTÉGRATION RÉGIONALE DE L'ÉNERGIE EN AFRIQUE**

**Un rapport  
du Conseil Mondial de l'Énergie**

**Juin 2005**

## **Intégration Régionale de l'Energie en Afrique**

Copyright © 2005 Conseil Mondial de l'Energie

Tous droits réservés. Aucune partie de cette publication ne peut être reproduite, stockée dans un système extractible ou transmise sous quelque forme ou par quelque moyen que ce soit, électronique, électrostatique, magnétique, mécanique, photocopie, enregistrement ou autre, sans autorisation préalable du détenteur du copyright.

Date de publication Juin 2005 par :

Conseil Mondial de l'Energie

5th Floor, Regency House

1-4 Warwick Street

Londres W1B 5LT

Royaume-Uni

[www.worldenergy.org](http://www.worldenergy.org)

ISBN 0-946121-20-6

## Administrateurs du Conseil Mondial de l'Énergie (WEC)

André Caillé <i>Président du WEC</i>	Pierre Gadonneix <i>Vice-Président Europe</i>
Majid Al-Moneef <i>Vice-Président chargé des Pays du Golfe &amp; Asie Centrale</i>	C.P Jain <i>Président Commission des Etudes</i>
Francisco Barnés de Castro <i>Vice-Président Amérique du Nord</i>	Shige-etsu Miyahara <i>Vice-Président Asie</i>
Asger Bundgaard-Jensen <i>Vice-Président Finances</i>	Chicco Testa <i>Vice-Président Rome 2007</i>
Norberto de Franco Medeiros <i>Vice-Président Amérique Latine/Cararaïbes</i>	Ron Wood <i>Président Commission Programme</i>
Alioune Fall <i>Vice-Président Afrique</i>	Gerald Doucet <i>Secrétaire Général</i>

## Comités Membres du Conseil Mondial de l'Énergie

Afrique du Sud	Ghana	Pakistan
Algérie	Grèce	Paraguay
Allemagne	Guinée	Pays-Bas
Arabie Saoudite	Hong Kong, Chine	Pérou
Argentine	Hongrie	Philippines
Australie	Inde	Pologne
Autriche	Indonésie	Portugal
Bangladesh	Iran (Rép. Islamique)	Qatar
Bélarus	Irlande	République Tchèque
Belgique	Islande	Roumanie
Bolivie	Israël	Royaume-Uni
Botswana	Italie	Russie (Fédération)
Brésil	Japon	Sénégal
Bulgarie	Jordanie	Serbie & Monténégro
Cameroun	Kenya	Slovaquie
Canada	Koweït	Slovénie
Chine	Lettonie	Sri Lanka
Congo (Rép. Dém.)	Liban	Swaziland
Corée (Rép.)	Libye/GSPLAJ	Suède
Côte d'Ivoire	Lithuanie	Suisse
Croatie	Luxembourg	Syrie (Rép. Arabe)
Danemark	Macédoine (Rép.)	Taiwan, Chine
Egypte (Rép. Arabe)	Mali	Tanzanie
Equateur	Maroc	Thaïlande
Espagne	Mexique	Trinidad & Tobago
Estonie	Monaco	Tunisie
Etats-Unis	Mongolie	Turquie
Ethiopie	Namibie	Ukraine
Finlande	Népal	Uruguay
France	Niger	Venezuela
Gabon	Nigeria	Yémen
Géorgie	Nouvelle-Zélande	

## TABLE DES MATIERES

	<b>Page</b>
<b>Administrateurs et Comités Membres du WEC</b>	<b>3</b>
<b>Avant-propos</b>	<b>7</b>
<b>Remerciements</b>	<b>8</b>
<b>Chapitre 1 : Potentiel pour le développement de l'intégration régionale de l'énergie en Afrique</b>	<b>9</b>
1.1. Introduction	9
1.2. La situation de l'Énergie en Afrique: Vue d'ensemble	10
1.3. Le besoin d'une intégration régionale de l'énergie	11
<b>Chapitre 2 : La situation de l'énergie en Afrique</b>	<b>15</b>
2.1. Énergie et développement	15
2.2. Ressources énergétiques	15
2.3. Le secteur de l'électricité	20
2.4. Consommation d'énergie commerciale	21
<b>Chapitre 3 : Le besoin d'une intégration régionale de l'énergie</b>	<b>23</b>
3.1. Sécurité des fournitures et accessibilité	24
3.2. Efficacité économique accrue	26
3.3. Qualité environnementale améliorée	29
3.4. Faciliter le développement des ressources d'énergies renouvelables	31
<b>Chapitre 4 : Le gaz naturel en Afrique</b>	<b>33</b>
4.1. Introduction	33
4.2. Ressources de gaz naturel	34
4.3. Production de gaz naturel	35
4.4. Consommation de gaz naturel	36
4.5. Exportations de gaz naturel	37
4.6. Développement du marché du gaz naturel	37
4.7. Le besoin d'un cadre réglementaire	39

<b>Chapitre 5 : L'hydroélectricité en Afrique</b>	<b>41</b>
5.1. Hydroélectricité et développement durable	41
5.2. La situation de l'hydroélectricité en Afrique	45
5.3. L'hydroélectricité : Un moteur pour l'intégration de l'énergie en Afrique	47
5.4. Impacts environnementaux de l'hydroélectricité	49
5.5. Impacts sociaux de l'hydroélectricité	51
5.6. L'hydroélectricité, pour aller de l'avant	52
<b>Chapitre 6 : Appréciation de l'expérience africaine en matière d'intégration électrique régionale</b>	<b>55</b>
6.1. Introduction	55
6.2. Le contexte historique	55
6.3. Connexions transfrontalières : Le Pool Electrique Sud-Africain (SAPP)	56
6.4. Les leçons retenues	60
6.5. La connexion électrique Algérie - Espagne	70
6.6. Le secteur de l'électricité en Algérie	70
<b>Chapitre 7 : Appréciation de l'expérience africaine sur les projets de gaz transfrontaliers</b>	<b>77</b>
7.1. Introduction	77
7.2. Le contexte historique	77
7.3. Le secteur du gaz en Algérie	79
7.4. Le gazoduc Algérie - Tunisie - Italie	80
7.5. Risques potentiels pour les projets de gaz transfrontaliers	81
7.6. Problèmes du commerce transfrontalier de gaz	82
7.7. Le gazoduc Ouest-Africain (WAGP)	87
<b>Chapitre 8 : Conclusions &amp; Recommandations</b>	<b>91</b>
<b>LISTE DES ANNEXES</b>	
<b>Annexe A : Bibliographie</b>	<b>97</b>
<b>Annexe B : Liste des abréviations/acronymes</b>	<b>101</b>



## AVANT-PROPOS

Ce rapport est la première publication proposée dans le cadre du Plan d'Action Régional pour l'Afrique du WEC et fait partie du Programme de Travail 2005-2007. L'une de mes principales responsabilités, en tant que Président de la Commission des Programmes du WEC, est de piloter les activités régionales qui couvrent aujourd'hui la quasi-totalité de la planète et sont axées sur la mission du WEC, qui est d'atteindre l'énergie durable pour tous.

Je suis particulièrement heureux que le premier résultat tangible du Programme de Travail actuel vienne d'Afrique. Aujourd'hui, plus de 80% de la consommation d'énergie totale en Afrique sont basés sur la biomasse traditionnelle utilisée surtout pour la cuisine. Ce manque d'accès à l'énergie moderne freine le développement économique et social de 1,6 milliards de personnes de par le monde. La situation est particulièrement grave en Afrique sub-saharienne, où plus de 80% de la population vivent dans des zones rurales et où le taux moyen d'électrification est inférieur à 5%.

Au moins 50 millions de nouvelles connexions sont nécessaires pour fournir l'électricité aux zones non-connectées d'Afrique. Les plus de 700 millions de clients potentiels que représentent ces nouvelles connexions offrent une opportunité commerciale majeure. Il est couramment admis que l'assistance au développement, l'aide bilatérale, les institutions de financement multilatérales, une multitude d'agences d'aide internationale, les organisations non-gouvernementales (ONG) et autres ont échoué à faire la différence de façon significative. Une nouvelle approche doit être envisagée, sinon le nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité continuera d'augmenter, et aucun des Objectifs de Développement du Millénaire fixés par l'ONU ne sera atteint.

Je voudrais remercier tous ceux qui ont contribué à ce rapport, notamment les membres du WEC en Afrique, le Vice-Président pour l'Afrique, le Dr. Alioune Fall, les membres du Groupe de Pilotage des Etudes et le Président des Etudes, le Dr. Michel Lokolo, le Directeur des Etudes, le Dr. Ibrahim Gelil, et toute l'équipe du Bureau de Londres pour leur enthousiasme et leur travail acharné. Les résultats de ce travail parlent d'eux-mêmes et le message est clair. L'intégration régionale renferme un important potentiel pour le développement de l'Énergie en Afrique et pour une meilleure coopération et coordination. En tant qu'organisation mondiale de l'industrie de l'énergie, le WEC est prêt à jouer le rôle principal pour coordonner l'effort international "sur le terrain" au travers de son réseau de membres et de ses Centres d'Excellence pour l'Énergie Durable, et l'Afrique est sans nul doute la région où cet effort est le plus urgemment nécessaire.



Ronald R. Wood  
Président

Commission des Programmes du WEC

## REMERCIEMENTS

Nous voulons remercier tous les membres africains du WEC pour leurs efforts et leur engagement à soutenir l'objectif d'une plus grande coopération énergétique en Afrique. Sans leur soutien, ce travail n'aurait pas été possible.

L'une des principales conclusions du 19e Congrès Mondial de l'Énergie de septembre 2004, à Sydney, a été que l'intégration régionale des systèmes de fourniture d'énergie peut encourager l'accès à l'énergie et la sécurité des fournitures. Les récentes recherches et analyses sous-jacentes dans ce rapport confirment que la coopération énergétique peut contribuer efficacement à accroître l'accès à l'énergie en Afrique.

Le rôle crucial que l'Énergie peut jouer pour atteindre les Objectifs de Développement du Millénaire de l'ONU (MDG) est de mieux en mieux compris. Cela peut se voir au travers de l'accent mis sur l'Afrique et l'environnement dans l'ordre du jour de la réunion 2005 du G8. Nous espérons que notre travail contribuera à aider l'élan qui s'est créé envers les problèmes de l'Afrique et à soutenir le Nouveau Partenariat pour le Développement Africain (NEPAD), ainsi que les gouvernements africains et les agences de développement régionales, multilatérales et bilatérales et les institutions, dans la mise en œuvre des projets du NEPAD qui proposent des fournitures d'énergie abordables et saines au plan environnemental.

Nos remerciements vont également à :

- Le Comité de Pilotage de l'Étude pour avoir partagé ses idées, ses expériences et ses conseils. Cela nous a été précieux pour nous assurer que la présente Étude était réalisée selon les attentes fixées dans les Attributions, ainsi que pour mettre en œuvre le travail préliminaire effectué pour le document de discussion : Potentiel de développement intégré de l'énergie au plan régional en Afrique, publié en 2003.
- Le Dr. Ibrahim Abdel Gelil, Directeur de l'Étude, pour le remarquable travail effectué pour la publication de ce rapport.
- M. Rachid Abdoun, de Sonatrach et du Comité Membre de l'Algérie du WEC pour nous avoir fourni des informations détaillées et de précieux conseils sur les projets d'interconnexions algériens.
- Les Comités Membres du WEC d'Algérie, d'Égypte et du Kenya pour avoir organisé des réunions qui ont contribué à la réalisation de l'Étude.
- BP Afrique du Sud et M. Fred Phaswana, ancien Vice-Président du WEC pour l'Afrique, pour l'aide apportée dans le financement de ce travail.

Dr. Alioune Fall  
Vice-Président du WEC pour l'Afrique &  
et Président du Comité Membre  
du Sénégal du WEC

Dr. Michel Lokolo  
Président du Comité de Pilotage de  
l'Étude sur l'intégration de l'énergie  
en Afrique

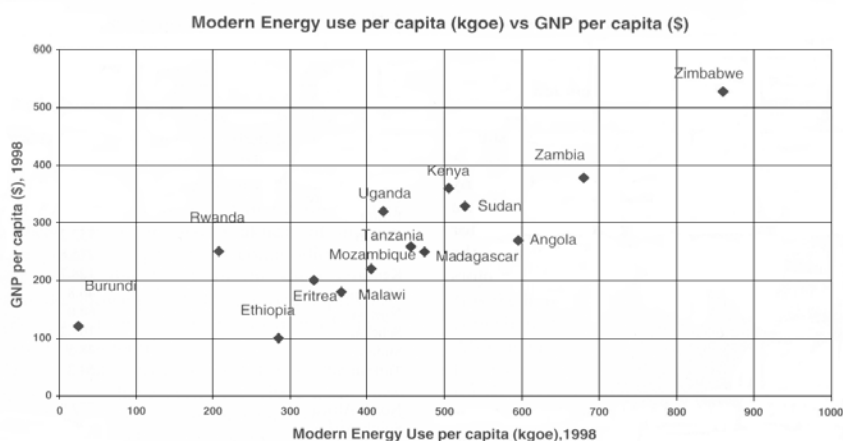


## Chapitre 1: Potentiel de développement intégré de l'énergie au plan régional en Afrique

### 1.1 Introduction

L'accès aux services d'énergie modernes est essentiel pour le développement socio-économique. La Figure (1.1) démontre qu'il y a une forte et positive corrélation entre le produit national brut (GNP) par habitant et l'utilisation de l'énergie moderne par habitant. L'énergie est à la base de l'approvisionnement en eau potable, des services de santé, de l'éducation et des communications. Il est évident que des fournitures efficaces et propres d'énergie sont nécessaires pour alimenter le développement de l'Afrique et lutter contre la pauvreté. La proportion de ses habitants qui dépend toujours des sources d'énergie traditionnelles, inefficaces et polluantes, reste plus élevée que sur aucun autre continent.

Fig. (1.1):



Source : IEA, *World Energy Outlook*

Au travers de leur Programme Régional, les membres africains du Conseil Mondial de l'Énergie (WEC) ont mené cette étude avec le soutien de British Petroleum (BP) Afrique du Sud, et ont conclu que l'approche traditionnelle consistant à limiter le planning énergétique et la fourniture des services aux seuls états contribue de façon négative aux problèmes de l'énergie en Afrique.

Le planning basé sur les états est sous-optimal à plusieurs égards :

- La géographie des options de fourniture d'énergie ne correspond pas nécessairement aux frontières politiques, les sources d'énergie propres et bon marché se trouvant parfois de l'autre côté des frontières nationales ;
- Les marchés de l'énergie nationaux sont souvent trop petits pour justifier les investissements nécessaires à certaines options de fournitures d'énergie ;
- La fourniture transfrontalière d'énergie entraîne souvent la diversification des sources d'énergie - un composant-clé de la sécurité énergétique.

Bien qu'il soit aujourd'hui évident<sup>1</sup> que l'Afrique commence à récolter les bénéfices du développement de l'intégration régionale de l'énergie, la route est encore bien longue. Le développement des marchés de l'énergie sur une base régionale promet de

<sup>1</sup> WEC, *The Potential for Regionally Integrated Energy Development in Africa – Phase I*, 2003

substantiels bénéfiques, dans la mesure où la liaison des industries nationales du pétrole et de l'électricité peut aider à mobiliser les investissements en accroissant la taille du marché. Tant que les interconnexions créent des opportunités d'exportation pour les états avec des avantages relatifs, en termes de ressources ou de fourniture d'énergie, des bénéfices annexes tels que des options de fournitures d'énergie accrues et moins chères seront accessibles aux marchés et aux états de moindre taille.

L'étude confirme quatre bénéfices majeurs associés aux intégrations régionales de l'énergie : sécurité plus grande de la fourniture, meilleure efficacité économique, meilleure qualité environnementale et plus grand déploiement des ressources d'énergies renouvelables.

Les membres africains du WEC ont travaillé dur pour améliorer la compréhension sur ce sujet. Dans la deuxième phase de cette Etude, une estimation plus détaillée et analytique des projets énergétiques existants et planifiés en Afrique a été effectuée.

## **1.2 La situation de l'énergie en Afrique : Vue d'ensemble**

Le principal défi auquel doit faire face aujourd'hui le secteur de l'énergie africain est celui de l'accès à l'énergie. Cependant, les ressources énergétiques africaines sont plus que suffisantes pour faire face aux besoins à court et moyen termes, si l'on tient compte des principaux éléments-moteurs tels que l'augmentation de la population et le développement économique.

### **1.2.1 Diversité régionale**

Les réserves de pétrole et de gaz sont concentrées en Afrique du Nord et de l'Ouest, le potentiel hydroélectrique en Afrique du Centre et de l'Est, et le charbon en Afrique du Sud. Nombre de ces ressources sont monnayées au travers du commerce avec les marchés extérieurs. L'Afrique du Nord, avec ses gazoducs vers l'Europe du Nord, est un exemple des formes les plus avancées de coopération régionale, mais cela démontre également que la disponibilité du marché est le principal moteur de la coopération et de l'intégration énergétiques.

La dépendance vis-à-vis de la biomasse traditionnelle en tant que source principale d'énergie est particulièrement élevée dans l'Afrique sub-saharienne où, dans certains pays, la biomasse représente de 70 à 90% de la fourniture d'énergie primaire et jusqu'à 95% de la consommation totale<sup>2</sup>. La consommation d'énergie commerciale en Afrique reflète la disponibilité des ressources énergétiques et le revenu par habitant. La consommation d'énergie commerciale, particulièrement dans les secteurs du pétrole et du gaz, est presque entièrement concentrée dans les parties nord et sud du continent.

Dans la plupart des pays d'Afrique, la consommation d'électricité est très faible et la demande est essentiellement restreinte<sup>3</sup> aux industries, aux entreprises commerciales et aux centres de consommation dans les sites urbains. Le secteur de l'électricité est souvent caractérisé par de fortes pertes techniques, des faiblesses de gestion, des connexions illégales à l'électricité et des ingérences politiques. Cependant, il est de plus en plus évident que le démantèlement d'installations auparavant verticalement intégrées produit des bénéfices en termes de fiabilité des services et de baisse des 'vrais' prix de l'électricité.

---

<sup>2</sup> Stephen Karekezi, Energy Policy, Renewables in Africa: Improving Modern Energy Services for the Poor, 2002

<sup>3</sup> M R Bhagavan, Reforming the Power Sector in Africa, 1999

Les projets conjoints d'énergie sont généralement basés à la fois sur la demande domestique et sur celle du marché international. Cette demande est régie par la capacité à payer et permet donc aux investisseurs de se protéger contre les risques avec les futurs revenus. Cependant, au niveau local, la fourniture de services énergétiques à travers l'intégration et la coopération régionales est confrontée à certains défis. L'énergie constitue une part importante de l'ensemble des infrastructures qui permettent aux pauvres ruraux et urbains d'aller au-delà des activités de subsistance, de générer des économies individuelles et d'accroître leur demande de services modernes d'énergie.

### **1.2.2 Options d'énergies renouvelables**

À l'heure actuelle, la majorité des pauvres en Afrique dépense une part importante de ses revenus pour l'utilisation de l'énergie et dépend de la biomasse. La plupart de ces pauvres vivant dans des communautés rurales éloignées de tout, on ne voit guère d'incitations à l'extension des réseaux ou à la fourniture d'hydrocarbures modernes, comme le kérosène et le GPL.

Il existe un énorme potentiel pour le développement de l'hydroélectricité en Afrique<sup>4</sup> et pourtant, aujourd'hui, seulement 17,6% de ce potentiel a été exploité. L'hydroélectricité traditionnelle a été à la base de l'expansion des réseaux électriques dans de nombreux pays d'Afrique.

Dans ces conditions, le déploiement des technologies renouvelables pourrait jouer un important rôle complémentaire, à condition d'être aidé par les éléments suivants<sup>5</sup> :

- Mise en place de politiques à long terme pour les énergies renouvelables ;
- Lancement de programmes à long terme pour la formation et la construction d'installations d'énergies renouvelables ;
- Institution de mécanismes de financement souples.

Ces facteurs sont aussi valables pour le développement du secteur de l'énergie conventionnelle en Afrique. La coopération et l'intégration énergétiques sont souvent basées sur des systèmes d'énergie conventionnels et centralisés. Ceux-ci demandent d'importants investissements en capitaux, à la fois de sources étrangères et domestiques, ce qui ajoute encore à un endettement important. En outre, l'Afrique est en concurrence, pour les investissements, avec les économies émergentes d'Amérique Latine, d'Asie et d'Europe de l'Est, et le développement énergétique n'interviendra que si les ressources énergétiques de l'Afrique sont valorisées sur les marchés.

Les énergies renouvelables peuvent donc apporter une solution aux besoins énergétiques des populations rurales dispersées et compléter la fourniture de services énergétiques aux centres de demandes en énergie plus centralisés.

## **1.3. Le besoin d'une intégration régionale de l'énergie**

L'intégration régionale est de plus en plus vue comme une façon, pour les pays souffrant de faiblesses structurelles et économiques, de participer à l'économie mondiale. Aujourd'hui, le commerce inter-africain demeure faible et le manque de

---

<sup>4</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2004

<sup>5</sup> Stephen Karekezi, Energy Policy. Renewables in Africa – Meeting the Energy Needs of the Poor, 2002

convergence politique au plan macro-économique, ainsi que les infrastructures insuffisantes ont un effet négatif sur la coopération et l'intégration.

Cependant, le travail en cours pour observer le rythme auquel les économies africaines sont reliées dans huit secteurs-clés - commerce, transport, communications, énergie, agriculture, industrie, finance, développement humain et marchés du travail - montre des résultats disparates<sup>6</sup>. Certaines communautés régionales ont fait de gros efforts pour libéraliser le commerce avec leurs voisins en permettant la libre circulation des gens et en créant des liens infrastructurels externes. Alors que le réseau africain de transport, les infrastructures et les services sont toujours 'disjoints', le secteur de l'énergie montre des signes d'une plus grande intégration, particulièrement en Afrique du Nord et du Sud.

Plusieurs problèmes ont réduit la capacité du secteur de l'énergie à piloter le commerce inter et intra-africains. Parmi ces problèmes : pertes importantes de système dans la transmission et la distribution ; tarifs non-viables ; facteurs environnementaux ; faibles performances technique, de la gestion et du financement ; et interventionnisme des gouvernements.

Dans le secteur des hydrocarbures, dans nombre de pays exportateurs de pétrole et de gaz bénéficiant d'importantes retombées commerciales, les revenus générés par les exportations de pétrole n'ont pas été utilisés pour financer la nécessaire diversification structurelle de l'économie, ni pour mettre ces pays sur les rails d'une croissance durable.

### ***1.3.1 Sécurité des fournitures***

La sécurité des fournitures est l'un des éléments essentiels pour développer les interconnexions électriques entre les pays et les régions. Dans les économies plus avancées, la sécurité des fournitures à court terme implique d'assurer l'exploitation quotidienne ininterrompue de l'électricité nationale et des systèmes de fourniture des carburants, tout en faisant face aux problèmes de fourniture à court terme tels que les fluctuations des tarifs internationaux, les problèmes environnementaux ou l'action industrielle. Dans le long terme, la sécurité des fournitures est liée à la diminution des ressources nationales, régionales ou mondiales d'énergie et à la nécessité de diversifier les options énergétiques.

Dans le contexte africain, la sécurité des fournitures peut être vue dans les deux sens selon le lieu. Le partage des réserves opérationnelles et des installations à travers les interconnexions offre une source alternative de fournitures et peut permettre de réduire les investissements dans la production domestique. Une étude de la Banque Mondiale a montré qu'une économie estimée à 1,6 milliard de dollars US sur 10 ans<sup>7</sup> pouvait être réalisée au travers de l'utilisation optimale des ressources, ainsi que des installations électriques régionales dans le Sud de l'Afrique. Et, ce sont ces bénéfices quantifiables qui incitent les autres régions à diversifier leur base de fournitures énergétiques. Le Gazoduc de l'Ouest Africain (WAPG) en est un exemple.

La Banque Mondiale estime que le Bénin, le Togo et le Ghana peuvent économiser près de 500 millions de dollars US en coûts énergétiques sur une période de 20 ans si le gaz fourni par le WAGP remplace des carburants plus coûteux pour la production

<sup>6</sup> ECA, *Accelerating Regional Integration in Africa*, 2004

<sup>7</sup> World Bank, *Promoting Regional Power Trade - the Southern African Power Pool*", 2000

d'électricité. Le Ghana estime qu'il peut économiser entre 15 000 et 20 000 barils de pétrole brut par jour en utilisant le gaz du WAGP pour faire tourner ses centrales électriques<sup>8</sup>. Le Nigeria en bénéficie en monnayant le gaz auparavant brûlé et en l'exploitant pour répondre à la demande de ses voisins, tout en retirant d'évidents bénéfices au plan environnemental.

### **1.3.2 Efficacité économique accrue**

Il y a une prise de conscience du rôle de l'énergie dans le développement socio-économique, à tous les niveaux de la productivité. Aucun pays n'a été à même d'accroître son revenu par habitant sans augmenter son utilisation d'énergie commerciale. Le passage des sources traditionnelles d'énergie aux sources modernes est porteur des plus grands espoirs pour les 1,6 milliard de personnes, dans les pays en voie de développement, qui n'ont pas accès à l'électricité et aux carburants modernes<sup>9</sup>.

Cependant, les formes d'énergie modernes sont parfois considérées comme économiquement 'mauvaises' et non 'bonnes' si l'on prend en compte les implications environnementales de leur utilisation. Ce sont les 'externalités' environnementales négatives associées à la fourniture et à l'utilisation de l'énergie, et non l'énergie elle-même, qui peuvent mener à des échecs économiques. D'un autre côté, la fourniture d'énergie moderne et abordable dans les pays en voie de développement, pour répondre à la demande croissante, aura des implications sur la productivité et la croissance macro-économique.

### **1.3.3 Macro-productivité**

Une approche régionale des marchés de l'énergie offre d'importants bénéfices. L'interconnexion du pétrole national et des marchés de l'électricité peut aider à encourager les investissements privés à travers un marché plus étendu, ce qui permettrait aux investisseurs de réduire les risques commerciaux et politiques. A plus long terme, ces interconnexions vont diminuer les coûts de fourniture en réduisant les investissements dans des installations redondantes, tout en augmentant les options de fourniture. Ceci a de très importantes implications pour le poids de la dette de nombre d'économies africaines.

Le projet de Pool Electrique de l'Afrique de l'Ouest, qui rassemble 14 pays, est en train de modeler le commerce de l'électricité à travers les frontières, de façon à optimiser les investissements pour répondre à la demande en électricité et à l'accroissement de la population<sup>10</sup>.

Sur les 234 millions de consommateurs potentiels de la région, environ 30% n'ont pas accès à l'électricité. De plus, la demande, dans la région, devrait croître d'au moins 6% annuellement au cours des 20 prochaines années. Compte tenu des installations existantes de 10 000 MW, la région doit augmenter ses capacités jusqu'à 17 000 MW pour répondre à cette demande.

Une approche régionale pour répondre à cette demande est économiquement justifiée – les économies réalisées pouvant monter à environ 3 à 5 milliards de dollars US sur 20 ans, si cette approche de production et de transmission de l'électricité est adoptée<sup>11</sup>.

<sup>8</sup> US DOE, Energy Information Administration Country Analysis Brief, 2003

<sup>9</sup> UNDP/UNDESA/WEC, World Energy Assessment: Energy & the Challenge of Sustainability, 2000

<sup>10</sup> Daniel Plunkett, West African Electricity Sector Integration, 2004

<sup>11</sup> USAID/WARP West Africa Power Pool Programme 2004

Les performances techniques et gestionnaires de nombre de systèmes électriques centralisés en Afrique ont souvent été trop faibles<sup>12</sup>. Cependant, les interconnexions et le commerce régional peuvent contribuer à l'efficacité économique de ces systèmes.

---

<sup>12</sup> M R Bhagavan, *Reforming the Power Sector in Africa*, 1999

## Chapitre 2: Situation de l'énergie en Afrique

### 2.1. Énergie et développement

En règle générale, les statistiques sont rarement fiables en Afrique et donc, même les chiffres couramment utilisés sont souvent des estimations. La population de l'Afrique était estimée à 832 millions en 2002<sup>13</sup>, dont 641,1 millions dans l'Afrique subsaharienne – plus de 80% du total continental.

Selon la Banque Mondiale, en 1998, environ la moitié de la population africaine avait un revenu moyen inférieur à un dollar par jour. La pauvreté, dans l'Afrique subsaharienne, est particulièrement grave dans les zones rurales, où à peu près 70% de tous les Africains vivent et où la pauvreté touche de plus de 50 à 77% de la population<sup>14</sup>.

Le revenu brut national en Afrique était estimé à 643 millions de dollars US en 2002, le plus bas du monde<sup>15</sup>. Les revenus nationaux dans l'Afrique subsaharienne sont sensiblement inférieurs à ceux de l'Afrique du Nord et du Sud. Si l'on enlève les pays d'Afrique du Nord, le PIB estimé par habitant descend de 677 millions à 492 millions de dollars US (en 1999). Et si l'on enlève l'Afrique du Sud, le PIB chute à 306 millions de dollars US<sup>16</sup>. Ce niveau de revenu par habitant indique généralement les plus faibles niveaux de développement humain. 27 des pays figurant en fin de classement de l'Indice de Développement Humain de l'ONU en 2002 sont situés en Afrique<sup>17</sup>.

Les niveaux de pauvreté dans l'Afrique subsaharienne se reflètent dans les faibles consommations d'énergie moderne, ce qui est particulièrement frappant. En 2002, la consommation moyenne d'énergie par habitant en Afrique était de 0.65 tep, ce qui correspond à 39% de la moyenne mondiale<sup>18</sup>. En termes de consommation électrique par habitant, la moyenne pour l'Afrique subsaharienne est de 447 kWh par an, mais si l'on enlève l'Afrique du Sud, la moyenne tombe à 126 kWh<sup>19</sup>.

Dans l'Afrique subsaharienne, où la population rurale représente environ 70% du total, l'utilisation de l'énergie traditionnelle, principalement la biomasse non traitée, domine le secteur de l'énergie. La faible consommation d'énergie commerciale et la forte dépendance envers les carburants traditionnels est une mesure de pauvreté dans l'Afrique subsaharienne.

### 2.2. Ressources énergétiques

Alors que les ressources connues d'énergie en Afrique ne sont pas prédominantes à l'échelle mondiale, en 2001, elles ont représenté 5,1% de la fourniture d'énergie primaire mondiale, ce qui est plus que suffisant pour couvrir les besoins à court et même à moyen terme de la population. Ces ressources demeurent sous-exploitées,

---

<sup>13</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

<sup>14</sup> Stephen Karekezi, Poverty and Energy in Africa – A Brief Review, 2002

<sup>15</sup> Ref.15

<sup>16</sup> Ref.16

<sup>17</sup> UNDP, Human Development Report, 2003

<sup>18</sup> Ref.15

<sup>19</sup> Ref.16

surtout en raison du manque d'investissements et de l'environnement socio-économique, lequel n'encourage pas les Investissements Étrangers Directs (FDI).

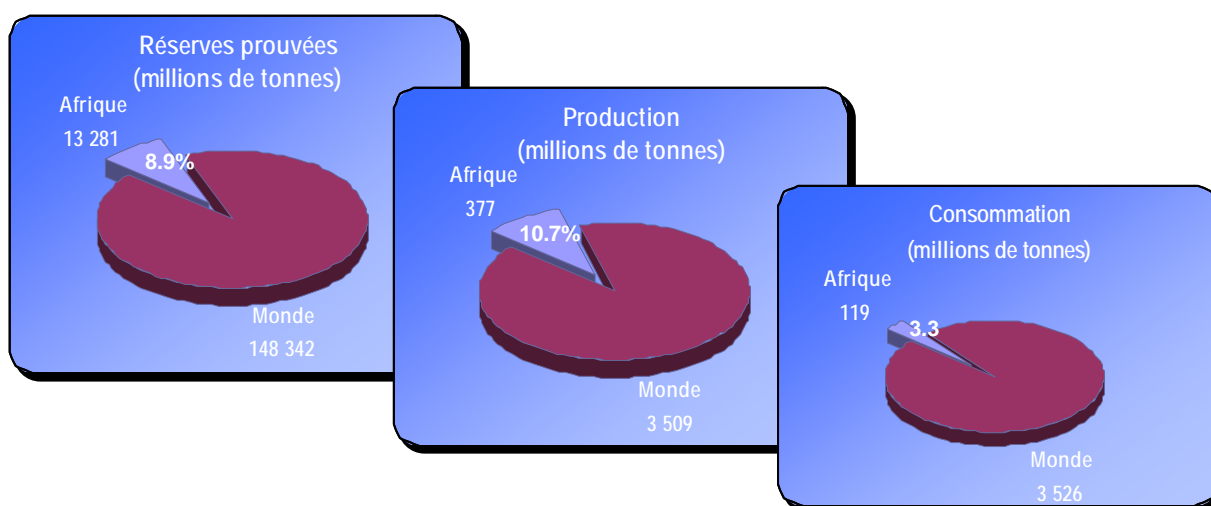
Alors que, dans l'absolu, les ressources énergétiques de l'Afrique sont suffisantes, la distribution géographique des différentes ressources à travers le continent est inégale. L'Afrique du Nord est riche en pétrole et en gaz ; l'Afrique du Sud a d'importantes réserves de charbon et l'Afrique sub-saharienne dépend en grande partie de la biomasse.

### 2.2.1 Le pétrole

Les réserves pétrolières de l'Afrique se montaient, en 2002, à 13 200 millions de tonnes<sup>20</sup>, dont la plus grosse partie en Libye (4 688 millions), suivie du Nigeria (4 252 millions), de l'Algérie (1 568 millions) et de l'Angola (1 201 millions).

La figure (2.1) montre que 377 millions de tonnes de pétrole brut ont été produites en 2002 sur le continent, ce qui représente 10,7% du total mondial. Le Nigeria, avec 96,2 millions de tonnes en 2002, est le premier producteur de pétrole en Afrique, suivi de l'Algérie, de la Libye, de l'Angola et de l'Égypte. Le Nigeria figure au sixième rang mondial des pays exportateurs de pétrole en 2002.

**Fig. (2.1): Réserves pétrolières en Afrique, production et consommation, 2002**



Source : WEC Survey of Energy Resources, 2004

Cette même année, la consommation totale de pétrole a atteint environ 119 millions de tonnes, mais elle devrait croître rapidement dans le futur. Certaines estimations prévoient le doublement de la consommation africaine de pétrole d'ici 2010<sup>21</sup>.

### 2.2.2 Le gaz

Les réserves de gaz naturel en Afrique s'élevaient en 2002 à 13,010 milliards de mètres cubes (bcm)<sup>22</sup>, dont la plupart en Afrique du Nord (Algérie, Libye et Égypte) et en Afrique de l'Ouest (Nigeria). En 2002, l'Afrique du Nord représentait environ 63,3% des réserves africaines de gaz naturel. Le Nigeria possède les plus importantes réserves de gaz en Afrique, estimées à 5 055 bcm. L'Algérie vient ensuite, avec 4 000 bcm, suivie par l'Égypte avec 1 657 bcm et la Libye avec 1 314 bcm.

<sup>20</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2004

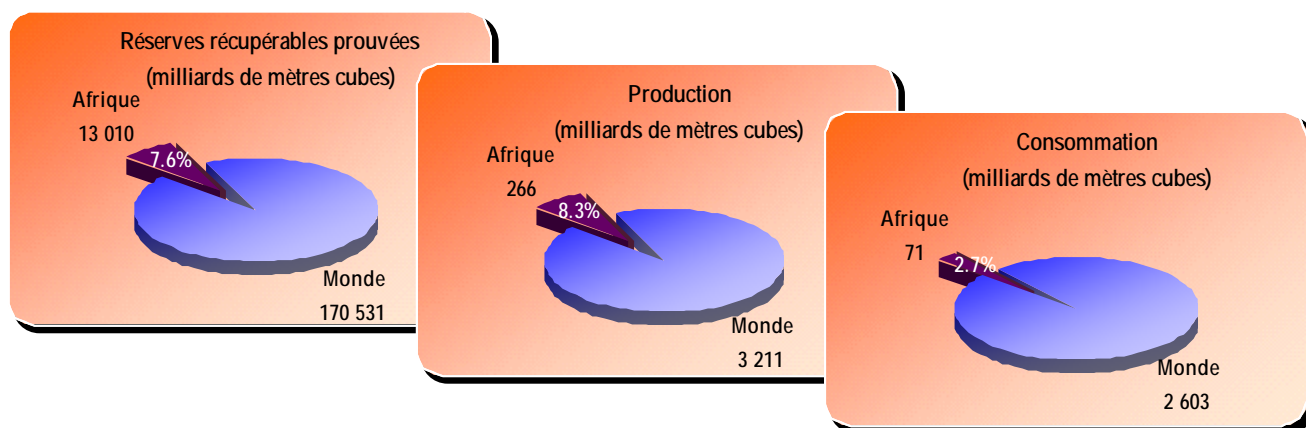
<sup>21</sup> IEA, World Energy Outlook, 1995

<sup>22</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2004



La production brute de gaz de l'Afrique, en 2002, représentait 8,3% du total mondial, Fig. (2.2). L'Algérie est, de loin, le plus gros producteur de gaz naturel en Afrique et le cinquième du monde. Hors gaz réinjecté dans les champs de pétrole, brûlé ou perdu, l'Algérie a produit 79,3 milliards de mètres cubes (bcm) en 2002 et se classait au troisième rang des exportateurs mondiaux de gaz<sup>23</sup>. L'Égypte a produit 26,7 bcm de gaz en 2002 et le Nigeria 14,2 bcm. La plupart du gaz de l'Afrique sub-saharienne est associée au pétrole et simplement brûlée sur la côte ouest du continent, principalement en raison du manque d'infrastructures de conversion de l'énergie. Plusieurs grands projets de développement du gaz, tant en cours que planifiés, doivent amener un accroissement significatif de l'utilisation du gaz pour la génération d'électricité dans un certain nombre de pays d'Afrique de l'Ouest.

**Fig. (2.2): Réserves en gaz de l'Afrique, production et consommation, 2002**



Source : WEC Survey of Energy Resources, 2004

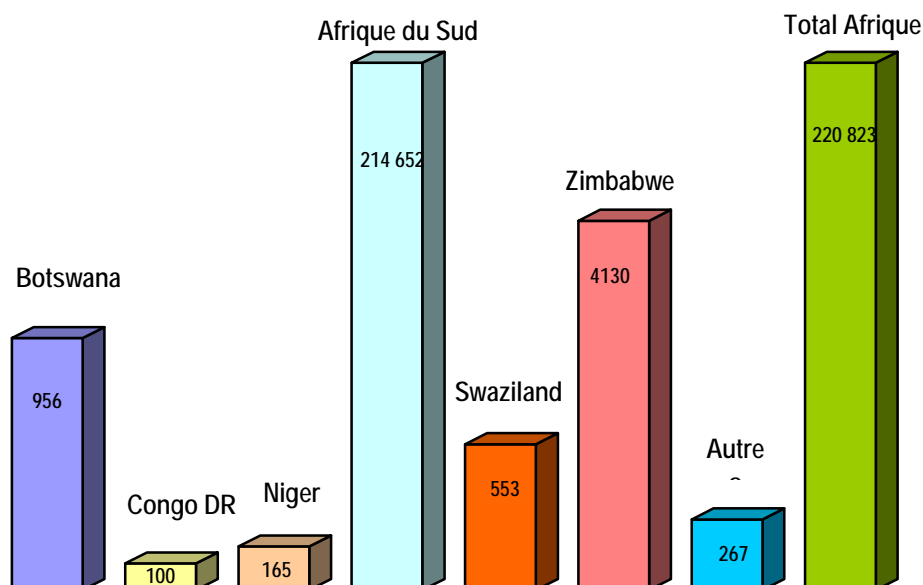
### 2.2.3 Le charbon

Pratiquement toutes les réserves de charbon africaines sont dans le sud. Le charbon est en majeure partie bitumineux et environ 90% des réserves totales sont en Afrique du Sud, avec des réserves récupérables prouvées de 48 750 millions de tonnes en 2002. La plupart des autres gisements de charbon sont situés dans les pays voisins : Botswana, Zimbabwe, Mozambique et Swaziland.

La production de charbon africaine a représenté 6% du total mondial en 2002. L'Afrique du Sud domine cette production avec 214 652 milliers de tonnes, ce qui en fait le cinquième plus gros producteur et le quatrième plus gros exportateur de charbon du monde. Le deuxième plus gros producteur de charbon en Afrique était le Zimbabwe, avec 4 130 milliers de tonnes, Fig. (2.3).

<sup>23</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

**Fig. (2.3): Principaux producteurs africains de charbon en 2002 (milliers de tonnes)**



Source : WEC Survey of Energy Resources, 2004

#### 2.2.4 L'uranium

L'Afrique dispose d'importantes réserves d'uranium, estimées à 613,1 milliers de tonnes en 2003<sup>24</sup>. Les plus importantes réserves récupérables sont en Afrique du Sud, suivie par la Namibie et le Niger. Ces trois pays figurent actuellement parmi les dix plus gros producteurs mondiaux d'uranium. En Afrique, le Niger dominait la production annuelle en 2002, avec 3 080 tonnes, suivi par la Namibie, avec 2 333 tonnes, et l'Afrique du Sud, avec 824 tonnes.

#### 2.2.5 Ressources d'énergies renouvelables

En plus des ressources d'énergie fossile, il existe aussi beaucoup de prometteuses ressources d'énergies renouvelables telles que l'hydro, l'éolien, le solaire, la géothermie et la biomasse dans nombre d'endroits en Afrique. La majorité des pauvres du continent vivant dans des villages ruraux dispersés, l'extension des réseaux de transmission et de distribution jusqu'à ces villages serait d'un coût élevé, ce qui offre une occasion idéale pour les technologies de génération distribuées qui prennent en compte la nature dispersée des populations rurales de l'Afrique subsaharienne. Pour cette raison, la région est également considérée comme le lieu idéal pour le déploiement de nouvelles et innovantes technologies d'électrification. Les technologies d'énergie renouvelable sont souvent considérées comme la réponse appropriée pour la majeure partie de l'Afrique rurale et elles pourraient offrir une alternative à long terme fiable et écologiquement saine pour de nombreux pays, y compris les pays actuellement exportateurs de pétrole, dont beaucoup disposent d'abondantes ressources inexploitées de biomasse, d'hydro, de solaire et d'éolien.

Il existe un énorme potentiel hydroélectrique exploitable en Afrique, particulièrement dans les pays sub-sahariens. Les ressources hydroélectriques des pays sub-sahariens

<sup>24</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2004

représentent environ 12% du potentiel hydroélectrique mondial, mais seulement 17,6% de ces ressources ont été exploitées – l'un des chiffres les plus bas au monde. La distribution géographique actuelle de l'hydroélectricité en Afrique se présente ainsi : Afrique du Nord (23%), Afrique de l'Ouest (25%) et Afrique du Sud/Centrale et de l'Est (51%)<sup>25</sup>. La capacité hydroélectrique techniquement exploitable se montait à plus de 1 917TWh/an en 2003, ce qui représente environ 12% du total mondial<sup>26</sup>.

À l'exception de l'Égypte et du Maroc, l'énergie éolienne n'a pas encore été vraiment exploitée en Afrique. En 2002, la capacité totale éolienne installée dans le monde était de 31 398 MW, dont 68 MW en Égypte et 54 MW au Maroc<sup>27</sup>.

L'ensoleillement moyen en Afrique se situe entre 5 et 6 kWh/m<sup>2</sup>, mais l'utilisation de l'énergie solaire est toujours dominée par les applications traditionnelles, à savoir l'énergie solaire directe pour sécher les récoltes. Les séchoirs solaires (appelés fours solaires) sont utilisés pour les produits agricoles comme le grain, les feuilles de thé et autres cultures, mais aussi pour sécher le poisson et pour le travail du bois dans certains pays de l'Afrique sub-saharienne.

Quelques résultats encourageants ont été obtenus avec des systèmes photovoltaïques (PV) au Ghana, au Kenya, en Namibie, en Afrique du Sud et au Zimbabwe. Un important moteur de l'utilisation massive des technologies PV en Afrique a été la diminution substantielle des coûts de production des systèmes PV et, en outre, le financement a été rendu disponible pour l'électrification solaire rurale grâce à des donateurs bilatéraux et multilatéraux, comme la Banque Mondiale et la Global Environment Facility (GEF).

Bien qu'on ne dispose d'aucune donnée fiable au niveau continental sur le déploiement des technologies PV, les informations disponibles pour des pays choisis montrent une utilisation croissante dans l'Afrique de l'Est et du Sud.

La technologie PV s'est révélée particulièrement efficace dans les applications de haute technologie telles que les communications. Elle constitue également une alternative viable pour la réfrigération des vaccins. Les vaccins peuvent améliorer de façon spectaculaire les soins de santé et, à cet égard, la PV peut jouer un rôle vital en offrant des bénéfices directs aux pauvres des zones rurales africaines.

Malgré leur important potentiel, l'utilisation des chaudières solaires dans les maisons et les bâtiments commerciaux est encore limitée. Cependant, certains développements encourageants sont en cours en Afrique du Nord (notamment au Maroc et en Tunisie), à l'île Maurice et aux Seychelles<sup>28</sup>. Dans certains pays d'Afrique du Nord, par exemple l'Égypte, les subventions allant au GPL ou au gaz naturel rendent la concurrence difficile pour les chaudières solaires et elles n'y sont donc pas très développées.

La proportion de population dépendant de la biomasse<sup>29</sup> est plus élevée dans l'Afrique

---

<sup>25</sup> E.A.K. Kalitsi, *Hydropower Development in Africa, Problems and Prospects*, 2003

<sup>26</sup> UNDP/UNDESA/WEC, *World Energy Assessment: Energy and the Challenge of Sustainability*, 2000

<sup>27</sup> IEA, *Wind Annual Report*, 2002

<sup>28</sup> Stephen Karekezi, *Renewables in Africa - Meeting the Energy Needs of the Poor*, 2002

<sup>29</sup> La biomasse comprend des carburants solides (bois et déchets, charbon de bois, résidus agricoles et fumier), du gaz (biogaz, gaz de déchets et autres gaz de biomasse), carburants liquides (alcools, bio-

sub-saharienne. L'extrême pauvreté et le manqué d'accès aux autres carburants modernes entraîne que 80% de la population totale de l'Afrique dépend prioritairement de la biomasse pour ses besoins énergétiques<sup>30</sup>. Les ressources de l'Afrique en biomasse sont estimées à 82 milliards de tonnes<sup>31</sup>. Au Kenya, en Tanzanie, au Mozambique et en Zambie, presque toutes les maisons utilisent le bois pour cuisiner et plus de 90% des logements urbains utilisent le charbon de bois.

### 2.3. Le secteur de l'électricité

Le secteur de l'électricité en Afrique est semblable aux autres industries. Il est encore au début de son développement, puisque seulement 34.3% des Africains ont accès à l'électricité et seulement 16.9% des ruraux sont connectés aux réseaux électriques<sup>32</sup>. Le tableau (2.1) montre le taux d'électrification de l'Afrique comparé à la moyenne mondiale et l'importante disparité entre l'Afrique du Nord et l'Afrique sub-saharienne, ainsi qu'entre les populations urbaines et rurales.

La production d'électricité est concentrée dans quelques pays, avec près de 82% des installations dans les régions du Nord et du Sud<sup>33</sup>. En 2001, l'Afrique du Sud a produit environ 45,8% de toute l'électricité générée en Afrique (465,6 TWh). L'Égypte est le deuxième producteur, avec environ 18% (82,7 TWh). La plupart de l'électricité de l'Afrique du Sud vient du charbon (plus de 90%) alors que le reste de l'Afrique produit de l'électricité à partir de l'hydro, du pétrole, du gaz et de la géothermie.

**Tableau (2.1): Taux d'électrification urbaine et rurale (2000)**

---

additifs et autres) déchets industriels et domestiques. Dans ce chapitre, la biomasse traditionnelle fait référence principalement à l'usage de la biomasse non commerciale, surtout du carburant solide.

<sup>30</sup> IEA, Energy and Poverty, 2002

<sup>31</sup> P.P. Zhou, 2003

<sup>32</sup> IEA, World Energy Outlook, 2002

<sup>33</sup> Stephen Karekezi, Poverty and Energy in Africa – A Brief Review, 2002

	Population totale (millions)	Population urbaine (millions)	Taux électrification totale (%)	Taux électrification urbaine (%)	Taux électrification rurale (%)
Afrique du Nord	138	74	90.3	99.3	79.9
Sub-Sahara	657	226	22.6	51.3	7.5
Afrique	795	300	34.3	63.1	16.9
Asie Sud & sub-Sahara	2010	608	34.9	61.9	23.2
Amérique Latine	416	314	86.6	98.0	51.5
Asie Est/ Chine	1835	633	86.9	98.5	81.0
Asie Sud	1353	381	40.8	68.2	30.1
MoyenOrient	165	109	91.1	98.5	76.6
Pays en voie de développement	4565	1739	64.2	85.6	51.1

SOURCE : IEA WEO 2002

## 2.4. Consommation d'énergie commerciale

Bien que l'Afrique abrite près de 13% de la population mondiale, la part de l'Afrique dans la consommation primaire d'énergie de base ne représente que 3%.

La consommation d'énergie commerciale est nettement concentrée dans l'extrême nord et l'extrême sud du continent. En 2002, l'Afrique du Nord a dominé la consommation de pétrole : l'Algérie et l'Égypte, à elle deux, ont consommé 30,3% du total. La part de l'Afrique du Sud s'est élevée à 19,9% et les 49,8% restants étaient partagés entre tous les autres pays.

L'utilisation du gaz est également fortement concentrée dans l'Afrique du Nord. L'Algérie et l'Égypte consomment 72,6% du total continental.

Très logiquement, le charbon présente un tableau différent, avec l'Afrique du Sud qui consomme 90,3% du total de charbon consommé.

L'énergie nucléaire n'est utilisée qu'en Afrique du Sud, avec une consommation de 2,9 Mtep d'uranium pour la production d'électricité.

L'utilisation de l'électricité suit le même schéma de concentration dans l'extrême nord et l'extrême sud. L'Afrique du Sud consomme près de la moitié (46%) du total de l'électricité consommée sur le continent, tandis que l'Égypte, la Libye et l'Algérie, à elle trois, consomment 30% de ce total. La plupart des pays africains ont un niveau extrêmement faible de consommation électrique, celle-ci n'étant, dans certains pays, que de 24 kWh par habitant et par an. Ces importantes différences dans la consommation de l'énergie commerciale reflètent parfaitement les disparités des revenus par habitant entre les diverses sous-régions de l'Afrique.



### Chapitre 3: Le besoin d'une intégration régionale

Les changements en cours dans l'économie mondiale et le passage de la géopolitique à la mondialisation sont accompagnés d'un abandon des traitements spéciaux à l'égard d'un pays donné pour atténuer les failles de son système de marché et ses faiblesses structurelles, afin d'accélérer son intégration au sein de l'économie mondiale. Ceci a pour but d'aider à prendre en compte les problèmes communs résultant d'une intégration mondiale rapide<sup>34,35</sup>.

La fragmentation de l'Afrique en de nombreuses nations-états, avec une cohérence économique, politique ou géographique limitée, qui a suivi l'indépendance politique, a conduit les responsables africains à adopter l'intégration régionale en tant qu'élément central de leurs stratégies de développement. La petite taille de l'économie africaine typique a fourni la raison pour poursuivre une coopération économique et une intégration régionale mutuellement bénéfiques, tout particulièrement entre les états voisins. Il y a une prise de conscience, au sein des pays africains, du fait que l'intégration progressive offre un meilleur potentiel pour minimiser les coûts de la fragmentation des marchés et, par conséquent, représente une pré-condition pour intégrer les pays africains au sein de l'économie mondiale. La coopération et l'intégration régionales sont également nécessaires pour accroître la compétitivité de l'Afrique et lui permettre de maximiser les bénéfices de la mondialisation. Améliorer l'accès de l'Afrique aux marchés mondiaux, particulièrement dans les pays industrialisés, est un préalable essentiel, en même temps qu'un allègement de la dette et une aide officielle.

L'engagement des responsables africains envers les objectifs et les principes d'une coopération politique et économique les a conduits à créer l'Organisation de l'Unité Africaine (OAU) en 1963, un instrument destiné à favoriser le développement et l'unité de l'Afrique. Cet engagement a été renouvelé avec le Plan d'Action de Lagos, en 1980, puis avec le Traité d'Abuja, en 1991, lequel envisage la création de la Communauté Economique Africaine.

L'intégration économique régionale a un rôle important à jouer pour accélérer la croissance économique et le développement durable en Afrique et peut faciliter :

- L'expansion du marché, qui aidera à promouvoir une plus grande spécialisation et une industrialisation plus rapide à travers des économies d'échelle, ce qui atténuera le problème de la petite taille des économies africaines ;
- La croissance des investissements domestiques et étrangers et la compétitivité accrue des pays africains au sein de l'économie mondiale ;
- Une amélioration rapide et importante de l'efficacité économique à travers une compétition accrue entre les pays participants et des incitations plus grandes pour le déploiement de nouvelles technologies et méthodes de production, ainsi qu'une innovation rapide<sup>35</sup>.

La coopération et l'intégration régionale de l'énergie offrent l'une des options les plus prometteuses et les plus rentables pour les pays en voie de développement, et

<sup>34</sup> Keynote address by Professor Adebayo Adedeji, African Forum for Envisioning Africa, Nairobi, Kenya, 26 – 29 April 2002

<sup>35</sup> ADB, Economic Cooperation and Regional Integration Policy, 2000

l'Afrique en particulier, pour arriver à développer leurs secteurs de l'énergie, de façon à profiter des bénéfices environnementaux, sociaux et économiques générés par une utilisation plus efficace des ressources.

Quatre bénéfices majeurs sont associés à l'intégration régionale de l'énergie :

- Sécurité améliorée des fournitures ;
- Plus grande efficacité économique ;
- Meilleure qualité environnementale ;
- Développement des ressources renouvelables.

On peut également avancer que l'intégration régionale et, donc, l'interdépendance régionale accroissent la paix et la stabilité. Historiquement, les deux premiers facteurs ont été à la base des interconnexions électriques et du commerce régional dans le monde entier. Cependant, en raison de la prise de conscience de la nécessité d'intégrer des considérations environnementales dans le planning de développement, les interconnexions électriques sont considérées comme un moyen de développer des ressources énergétiques alternatives propres et plus saines au plan environnemental.

### **3.1. Sécurité des fournitures et accessibilité**

L'accès à l'électricité et aux autres sources d'énergies modernes est crucial pour le développement socio-économique. Les services d'énergie moderne sont vitaux pour la qualité de la vie. L'éradication de la pauvreté réclame de l'eau potable, des installations sanitaires et des services de santé adéquats, un bon système d'éducation et un réseau de communication<sup>36</sup>. Rien de cela n'est possible sans énergie.

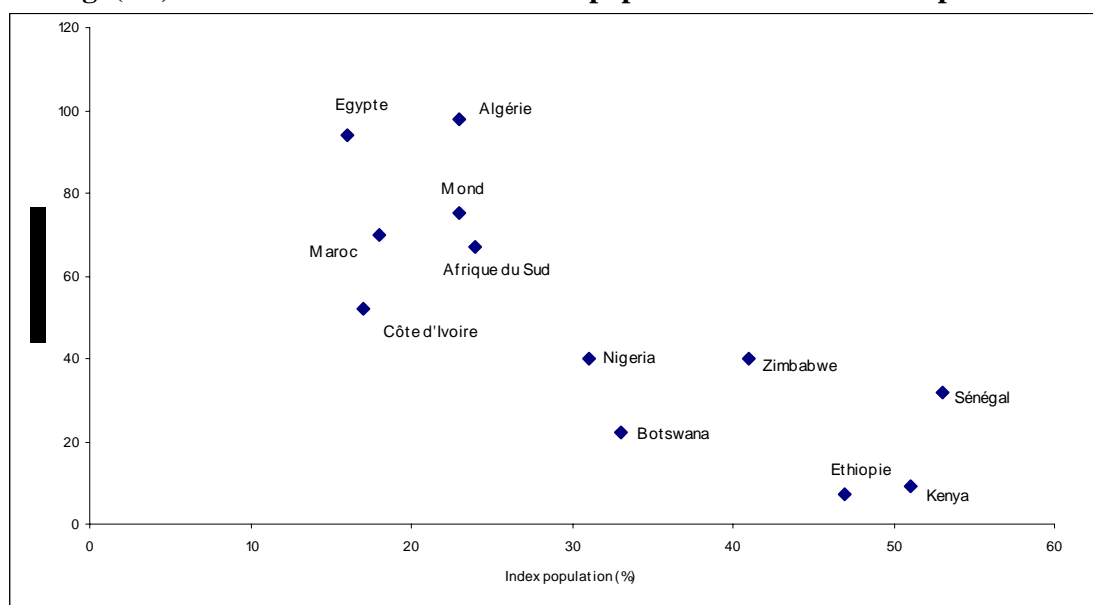
Les données d'ensemble de 2000 montrent que le nombre de personnes sans électricité dans le monde s'élève à 1,64 milliard, soit 27% de la population. La Fig. (3.1) montre que les taux d'électrification en Afrique sont les plus bas du monde.<sup>37</sup> Le manque d'électricité est fortement lié au nombre de personnes vivant avec un revenu inférieur à 1 dollar US par jour. De même, dans les pays en voie de développement, près de 2,4 milliards de personnes dépendent de la biomasse traditionnelle pour la cuisine et le chauffage. Donc, l'extrême pauvreté et le manque d'accès à d'autres carburants font que 80% de la population africaine dépendent en premier lieu de la biomasse pour leurs besoins de base.

---

<sup>36</sup> WEHAB Working Group, A Framework for Action on Energy, August 2002

<sup>37</sup> IEA, Energy and Poverty, 2002



**Fig. (3.1): Taux d'électrification et % de population sous le seuil de pauvreté**

L'intégration régionale de l'énergie a joué un rôle important en assurant la fourniture de services d'énergie à des millions de gens en Afrique sub-saharienne. Lors de sa 3<sup>ème</sup> réunion, le 5 avril 2002 à Accra, au Ghana, le Comité de Pilotage du Pool de l'Électricité d'Afrique de l'Ouest (WAPP) a adopté la Résolution n°1 relative aux 'Objectifs du Pool de l'Électricité d'Afrique de l'Ouest'. L'un de ces objectifs est d'accroître le niveau général d'électrification dans la région à travers la mise en place de projets de production et de transport prioritaires, appelés à servir de base au développement économique et à l'extension de l'électricité 'pré-payée' à un plus grand nombre de consommateurs.

Autre exemple, le pipeline pétrolier Mombassa-Nairobi, qui sera rallongé depuis Eldoret, au Kenya ouest, jusqu'à Kampala, en Ouganda, avec des baisses significatives de tarifs pour les produits pétroliers expédiés en Ouganda et dans d'autres régions peu accessibles du nord-ouest de la Tanzanie, du Rwanda, du Burundi et de la République Démocratique du Congo (DRC).

La sécurité des fournitures a été le facteur déterminant dans la décision de développer nombre de connexions électriques existantes entre pays et régions. A travers le partage des réserves opérationnelles et des installations, les systèmes électriques interconnectés ont pu éviter les investissements additionnels pour la construction de centrales. L'interconnexion avec les pays ou les régions voisins offre une source alternative de fournitures pour les réserves opérationnelles et un soutien dans les situations d'urgence. Un bon exemple en est donné par l'interconnexion Ghana-Côte d'Ivoire, où la fourniture d'électricité venant du Ghana est garantie durant les situations de crise en Côte d'Ivoire. Autre exemple, le lien entre l'Algérie et la Tunisie, établi à l'origine pour échanger de l'électricité dans les situations de crise au début des années 1950. La sécheresse dans la région sud de l'Afrique, en 1992, qui a provoqué d'importantes pannes électriques en raison d'une production hydroélectrique réduite, met également en lumière le besoin d'une coopération électrique régionale officielle.

En plus de l'accès aux réserves opérationnelles, les interconnexions entre pays et régions peuvent améliorer la diversité des sources disponibles d'énergie. Plutôt que de

compter seulement sur les ressources domestiques et les infrastructures existantes, une interconnexion avec d'autres zones peut accroître la souplesse du système et sa fiabilité en élargissant et en diversifiant le portefeuille de fournitures de différentes ressources d'énergie.

La distribution inégale, aux plans régional et national, des ressources d'énergie de l'Afrique, qui entraîne un déséquilibre entre la demande et la fourniture, et la petite taille de la plupart des économies africaines, laissent penser que les stratégies individuelles des pays pour le développement du secteur de l'énergie ne peuvent être optimales. Ceci provoque une forte impulsion pour explorer des approches plus intégrées au plan régional, en particulier des projets à grande échelle pour le secteur de l'énergie. Un défi majeur, pour le développement de l'énergie durable en Afrique est lié à l'utilisation optimale de ses énormes ressources d'énergie. Leur utilisation accrue pourrait contribuer à améliorer le taux d'électrification et l'accès aux services d'énergie moderne et aider à réduire les hauts niveaux de pauvreté dans les zones rurales et, enfin, à faciliter le développement humain durable sur le continent.

### **3.2. Efficacité économique accrue**

L'efficacité économique est l'un des trois piliers du développement durable. L'énergie aide le développement économique au niveau local en augmentant la productivité et permet la génération de revenus locaux. La disponibilité des emplois, les accroissements de productivité ou de meilleures opportunités économiques sont tous considérablement freinés sans accès à l'énergie moderne. Les interruptions de fourniture d'énergie, d'un autre côté, peuvent causer de lourdes pertes financières, économiques et sociales. Pour soutenir les objectifs du développement durable<sup>38</sup>, l'énergie doit être disponible à tout moment, en quantité suffisante et à un prix abordable.

Une plus grande coopération régionale dans les projets d'infrastructure comme l'énergie réduira les coûts de transaction ; facilitera l'intégration du marché ; encouragera l'intégration économique et la croissance en Afrique et attirera les investisseurs, particulièrement ceux du secteur privé<sup>39</sup>.

Un commerce de l'énergie amélioré et une plus grande compétitivité des industries, liés à des programmes d'intégration de l'énergie, contribueront : à une croissance économique accélérée ; à atteindre le premier Objectif de Développement du Millénaire (MDG) de l'ONU ; à l'éradication de l'extrême pauvreté et de la faim ; à travers la croissance économique et une disponibilité plus grande de l'électricité pour des buts sociaux.

Par exemple, les Républiques du Togo et du Bénin, grâce à leurs interconnexions électriques avec le Ghana ont pu soutenir leurs économies et garantir une quantité minimum d'électricité fournie par le Ghana sur une période de 25 ans. En outre, il a été possible d'acheter au Ghana de l'énergie à moindre coût, comparée aux ressources locales.

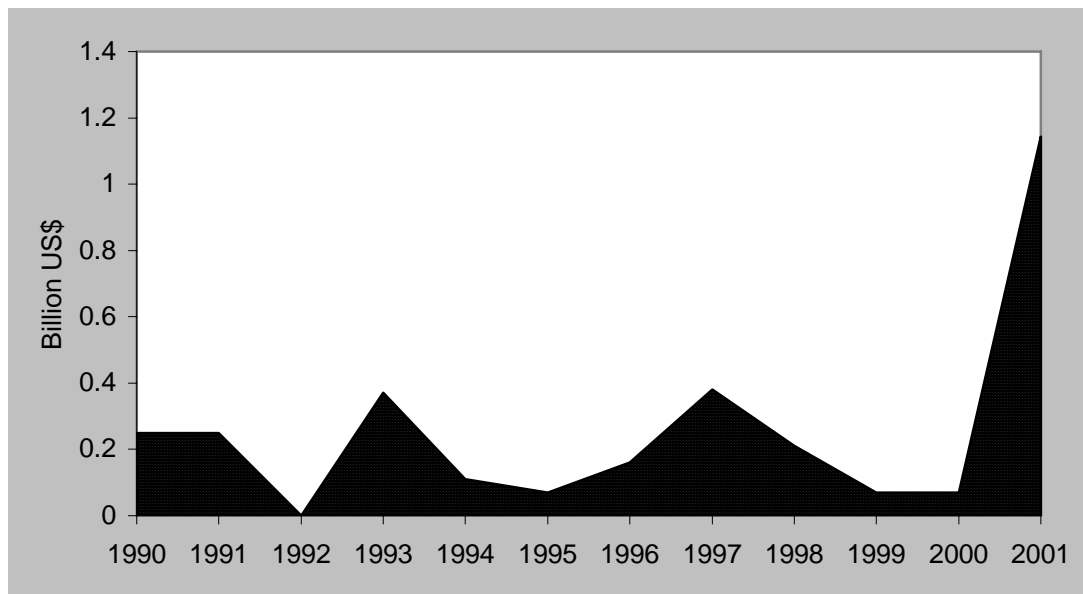
Le secteur de l'énergie est aujourd'hui l'une des grandes causes d'endettement pour les pays d'Afrique. Et les investissements réalisés au prix fort ont contribué à alourdir cette dette. La Fig. (3.2) montre que durant les années 1990, le total des prêts de la

<sup>38</sup> WEHAB Working Group, A Framework for Action on Energy, 2002

<sup>39</sup> Stephen Karekezi, Poverty and Energy in Africa – A Brief Review, 2002

Banque Mondiale à l'Afrique pour des projets d'infrastructures d'énergie a atteint à peu près 3 milliards de dollars. Bien sûr, c'est sans doute l'une des principales raisons de l'importance de la dette africaine.

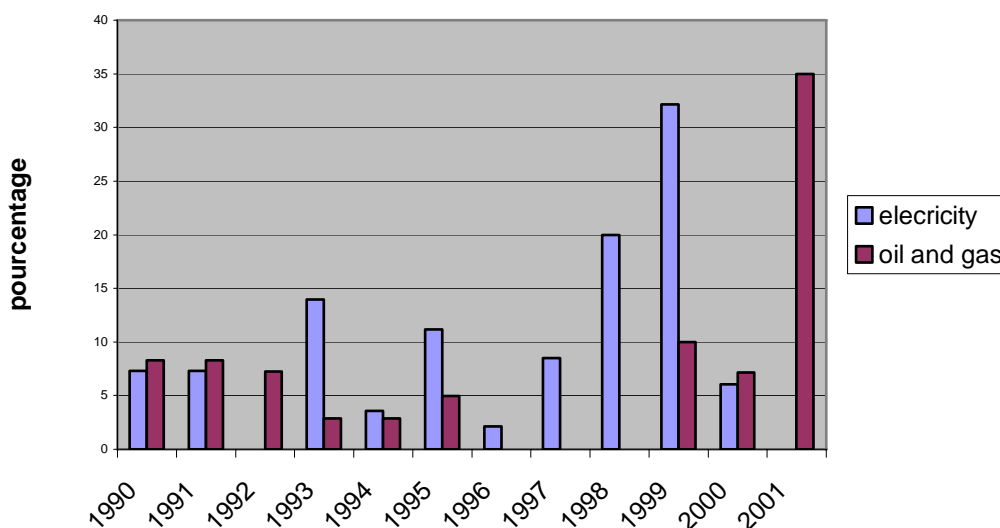
**Fig. (3.2): Prêts de la Banque Mondiale à l'Afrique, années 1990**



Source : World Bank

La Fig. (3.3) montre qu'à la fin des années 1990, la part de l'Afrique dans le total des prêts de la Banque Mondiale pour le gaz naturel atteignait 35% dans ce secteur.

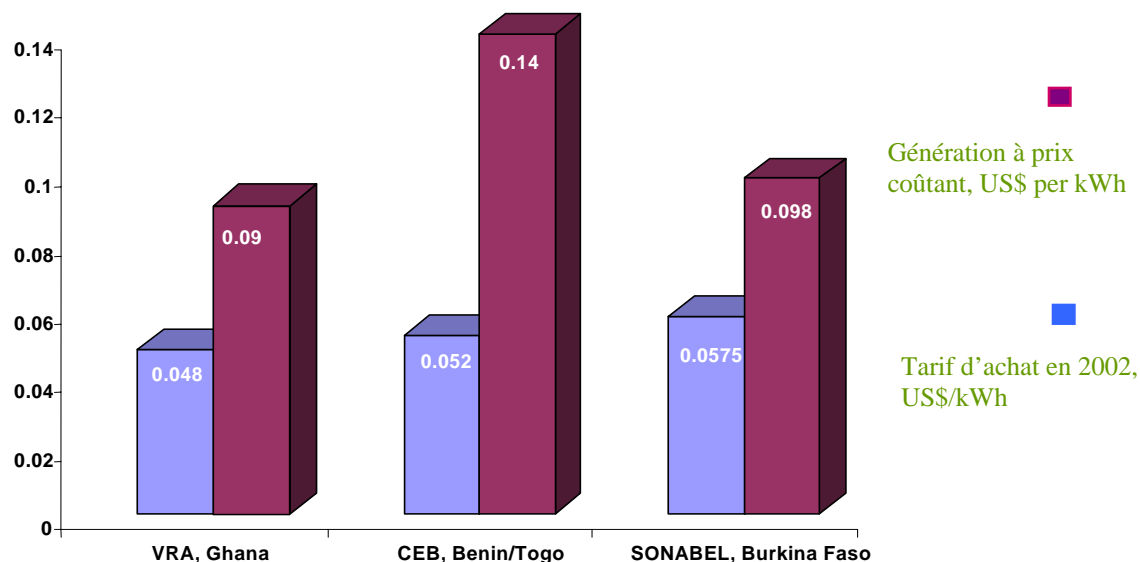
**Fig. (3.3): Prêts gaz naturel de la Banque Mondiale à l'Afrique, années 1990**



En général, la logique économique pour l'intégration régionale de l'énergie est une réduction des coûts d'exploitation et une augmentation de la réserve de puissance disponible et, donc, un investissement en capital réduit pour les installations de pointe. Par conséquent, le critère principal pour évaluer les bénéfices potentiels de la coopération et de l'intégration régionales de l'énergie est l'efficacité économique, qui minimise les coûts de fourniture de l'énergie pour une région donnée. La Fig. (3.4) illustre les économies dues à l'interconnexion électrique dans le Pool Electrique

d'Afrique de l'Ouest (WAPP). Le coût du kilowatt heure (kWh) importé se situe entre 37% et 59% du coût du kWh de substitution, produit localement.<sup>40</sup>

**Fig. 3.4: Economies dues à l'interconnexion électrique avec le WAPP**



Sur un total de 46 raffineries opérationnelles en Afrique, 9 sont situées en Égypte ; le Nigeria, l'Algérie et l'Afrique du Sud en ont 4 chacun, et 17 autres pays n'ont qu'une seule raffinerie<sup>41</sup>. En termes de capacités, l'Égypte est en tête, avec 726 000 barils/jour, devant l'Afrique du Sud (469 000 barils), l'Algérie (450 000 barils) et le Nigeria (439 000 barils). L'interconnexion régionale fournit un accès à des raffineries plus efficaces, ce qui entraîne de très importantes économies, en particulier pour les pays les plus pauvres. Par exemple, la fourniture de produits pétroliers depuis les raffineries sud-africaines permet aux autres pays sub-sahariens de ne pas avoir besoin de construire leurs propres raffineries.

La capacité et la souplesse de raffinage en Afrique du Nord bénéficieraient tout particulièrement des économies d'échelle qu'offre l'intégration régionale. Ainsi, l'Égypte et la Libye ont entamé la construction d'un pipeline pour transporter le pétrole brut de Tobrouk à Alexandrie, afin d'y utiliser les importantes raffineries qui s'y trouvent. Ce pipeline devrait être achevé en 2005.

La Sous-Commission du Planning (PSC) du Pool de l'Électricité Sud-Africain (SAPP) a mis au point un plan d'expansion de la génération et de la transmission sur vingt ans. Ce plan illustre clairement les bénéfices d'un planning coordonné et des réductions de coûts qui peuvent en découler, par rapport à des plans d'expansion individuels. Le plan coordonné nécessite un engagement financier de 8 milliards de dollars US, alors que les plans d'expansion individuels nécessiteraient 11 milliards de dollars. C'est donc une économie de 3 milliards de dollars qui peut être réalisée grâce à un planning régional coordonné<sup>42</sup>.

<sup>40</sup> ECOWAS, Ad Hoc Expert Group Meeting 'Assessment of Power Pooling Arrangements in Africa' 24-26 June 2003

<sup>41</sup> WEC, The Potential for Regionally Integrated Energy Development in Africa, 2003

<sup>42</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

Les interconnexions électriques et le commerce régional ont gagné en importance en tant que mécanisme destiné à améliorer l'efficacité économique des systèmes électriques. La valeur de l'interconnexion électrique dépend de la capacité à réaliser des économies d'échelle en raison du fait que les petits systèmes électriques individuels peuvent être exploités et agrandis dans le cadre d'un système régional de plus grande taille. Le tableau (3.1) montre qu'à part l'Afrique du Sud et l'Égypte, un grand nombre des systèmes électriques africains sont de petite taille, par exemple 24MW aux Seychelles. En outre, la plupart de ces systèmes sont également caractérisés par des performances techniques et financières médiocres. Intégrer certains de ces petits systèmes au sein de systèmes régionaux plus importants pourrait contribuer à améliorer leur efficacité économique.

**Tableau (3.1): Capacité installée de divers pays africains (2001)**

Pays	Capacité installée (MW)
Botswana	132
Malawi	306
Namibie	294
Seychelles	24
Ouganda	263
Kenya	1 193
Tanzanie	883
Zimbabwe	1961
Afrique du Sud	41 298
Égypte	17 800

Source : AFREPREN, EIA, 2002

De plus, la création d'un pool électrique régional par un groupe de plus petites entités est une façon de réduire les risques, ce qui rend le développement des projets électriques d'un pays ou d'une région plus attractifs pour les investisseurs domestiques aussi bien qu'étrangers, ainsi qu'aux organisations de prêts bilatérales et multilatérales.

Les économies d'échelle découlent du partage des responsabilités pour fournir une marge de réserve pour toute une région plutôt que chaque système individuel soit tenu de fournir sa propre marge de réserve, de l'introduction d'installations plus développées pour une meilleure qualité de l'électricité et des coûts moindres, et de l'optimisation des investissements dans les infrastructures de fourniture d'électricité.

L'efficacité économique est encore améliorée lorsque les régions interconnectées ont des profils de charge complémentaires, sur une base soit quotidienne, soit saisonnière.

### 3.3. Qualité environnementale améliorée

Les carburants fossiles utilisés dans la production d'électricité dégagent SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> et CO<sub>2</sub>, ce qui a un impact sur l'environnement, sur la qualité de l'air et, par conséquent,

ce qui affecte la santé publique et la qualité de vie. Au niveau mondial, l'un des plus sérieux problèmes environnementaux actuels est l'augmentation des concentrations de gaz à effet de serre (GHG) dans l'atmosphère, qui pourrait conduire à des changements climatiques. Même si le changement climatique est un phénomène mondial, et même si les pays industrialisés sont la principale source de GHG, les effets négatifs seraient particulièrement dramatiques dans les pays en voie de développement. Les pays les moins développés d'Afrique seraient les plus touchés par les effets négatifs d'un changement climatique.

L'introduction de technologies propres et la réduction de l'utilisation des carburants fossiles dans la production d'électricité est l'une des options pour la diminution de la pollution de l'air et pour le contrôle des émissions de GHG. Un déploiement plus large de nouvelles sources d'énergie renouvelable, comme l'hydroélectricité, le solaire, l'éolien ou la géothermie, ou le passage au gaz naturel plutôt qu'au charbon ou au pétrole permettraient de réduire la dépendance de l'Afrique vis-à-vis des carburants carboniques et d'atténuer la pollution atmosphérique et les émissions de GHG correspondantes. Les importantes ressources d'énergie renouvelable de l'Afrique pourraient constituer un moteur efficace pour l'intégration régionale de l'énergie. Le continent dispose d'environ 1,1 GW de capacité hydroélectrique et d'environ 9 000 MW de potentiel géothermique. Le développement et l'utilisation de ces sources d'énergie propre au travers de projets d'intégration régionale aideraient à améliorer la qualité de l'environnement pour la population africaine.

En Afrique, surtout dans les pays sub-sahariens, les échanges transfrontaliers d'électricité se sont développés autour de certains des principaux projets de développement des ressources hydroélectriques. En 1958, la première interconnexion transfrontalière a été la ligne de transmission de 132 kV entre la station hydroélectrique ougandaise d'Owen Falls et Nairobi, au Kenya.

Le gaz naturel offre à l'Afrique des bénéfices au plan environnemental, une plus grande diversité industrielle, plus de perspectives pour une coopération régionale et de nouvelles opportunités commerciales. En ce qui concerne l'utilisation du gaz naturel, les principales options sont soit de construire un gazoduc depuis la source d'énergie jusqu'aux installations de génération, près des centres de consommation, soit de générer à la source et de transmettre l'électricité via le réseau de transmission jusqu'aux centres de chargement. En 2002, l'Afrique a produit 8,3% du gaz naturel mondial. En outre, les principaux producteurs de gaz comme l'Algérie, le Nigeria, l'Angola et l'Égypte envisagent l'expansion de leurs installations de production de gaz naturel. Ceci aiderait à augmenter le potentiel de commerce régional. Nombre d'autres facteurs ont contribué au développement et à la planification de gazoducs transfrontaliers en Afrique, tels que la demande croissante en énergie et la nécessité pour les producteurs de pétrole d'utiliser les ressources de gaz naturel, dont la plus grande partie était auparavant brûlée.

Bien que les marchés du gaz soient habituellement établis sur une base pays par pays, au bout du compte, le développement régional devient un important moyen d'atteindre les objectifs à long terme. Le projet de gazoduc entre le Mozambique et l'Afrique du Sud pourrait être un exemple d'initiative liée à l'intégration régionale. Un autre gazoduc régional est celui d'Afrique de l'Ouest (WAGP), qui va du Nigeria au Ghana via le Bénin et le Togo, et qui procure des bénéfices économiques et environnementaux à plusieurs pays.

De plus, le gaz naturel pourrait jouer un rôle important dans le commerce transfrontalier d'électricité à partir des usines de production du gaz. Le gaz naturel offre l'opportunité aux pays africains en voie de développement et aux pays développés d'établir des relations durables<sup>43</sup>. Un bon exemple d'un tel partenariat commercial est le projet Transmed reliant l'Algérie à l'Italie via la Tunisie, et le gazoduc Maghreb-Europe reliant l'Algérie à l'Espagne et au Portugal via le Maroc, qui renforcent la position du pays en tant que gros producteur et exportateur de gaz.

Bien que l'intégration régionale de l'énergie puisse entraîner de très importants bénéfices environnementaux, il y a eu de nombreux cas de projets relatifs à l'énergie qui ont été annulés en Afrique, en raison de l'impossibilité de répondre aux contraintes environnementales. Ceci est dû principalement aux standards environnementaux fixés par les institutions financières internationales, telles que la Banque Mondiale, en tant que préalables à tout projet de financement.

Les exemples de ces contraintes environnementales comprennent : situer les projets liés à l'énergie, tels que centrales, barrages ou raffineries, en dehors des zones sensibles au plan environnemental ou du voisinage des régions à fort peuplement ; éviter le déplacement des habitats humains pour construire des stations hydroélectriques et prendre en compte les impacts environnementaux. Epupa, sur la frontière Namibie/Angola, en est un bon exemple, et des projets plus anciens, comme Manatali au Mali et Kariba sur la frontière Zambie/Zimbabwe ont été sévèrement critiqués pour leur impact sur les populations locales. Il convient de préciser que, si le fait de minimiser les impacts sociaux et environnementaux des projets liés à l'énergie ou à toute infrastructure en Afrique est important, la priorité devrait être donnée à un accès plus important à l'énergie pour aider à éradiquer la pauvreté et à réussir le développement socio-économique.

### **3.4. Faciliter le développement des énergies renouvelables**

Les ressources en énergie renouvelable telles que l'hydro, la géothermie ou l'éolien sont spécifiques au site et, donc, difficiles à transporter, sauf au travers d'interconnexions électriques. Pour certains carburants ou ressources comme l'hydroélectricité, la lignite et les ressources renouvelables, l'interconnexion électrique est la seule façon de rendre ces ressources disponibles pour d'autres régions. Les interconnexions électriques facilitent le développement de ces diverses ressources énergétiques pour le bénéfice de tout le continent. Par exemple, l'important potentiel hydroélectrique de l'Afrique pourrait être développé pour le bénéfice de la grande majorité de la population africaine, s'il était inclus dans des projets d'intégration régionale. Historiquement, la plupart des interconnexions électriques africaines ont leur origine dans le développement de quelques-uns des grands projets hydroélectriques, dont la station hydroélectrique d'Owens Falls en Ouganda (années 1950), la station de Kariba Nord sur la frontière Zambie/Zimbabwe (années 1960), le barrage hydroélectrique d'Akosombo au Ghana (années 1960)<sup>44</sup>. La station hydroélectrique d'Inga, dans le République Démocratique du Congo (DRC), comprend une centrale de 351 MW (Inga 1), commandée en 1972, et une centrale de 1 424 MW (Inga 2), opérationnelle depuis 1982. Elles fournissent l'électricité à la République du Congo via une ligne de 220 kV reliant Inga à Brazzaville, ainsi qu'à divers autres pays du sud de l'Afrique via l'HVDC de 500 kV reliant Inga à Kolwezi

<sup>43</sup> Regional Electricity Trading: Issues and Challenges, Workshop on Regional Power Trade, Kathmandu, Nepal, 19 March 2001

<sup>44</sup> ECA, Assessment of Power Pooling Arrangements in Africa, 2004

(province du Katanga) et ensuite via la ligne électrique existante de 220 kV reliant la DRC à la Zambie.

Enfin, les petites économies locales, en particulier les plus éloignées, peuvent tirer bénéfice du lancement de projets d'interconnexion électrique et des installations de production associées. Le développement des ressources énergétiques, comme l'hydroélectricité, qui repose sur les interconnexions électriques pour la fourniture des grands centres de consommation, permettra d'accroître les opportunités commerciales des zones les plus reculées à travers la création d'emplois, les recettes fiscales et autres revenus.

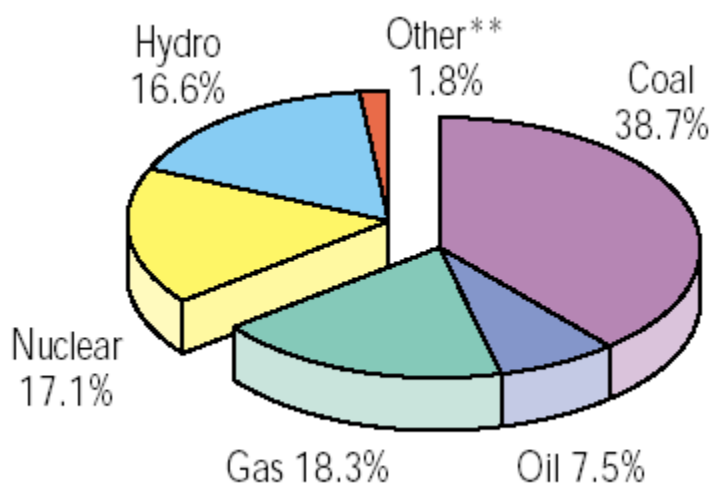


## Chapitre 4: Le gaz naturel en Afrique

### 4.1. Introduction

En réponse aux problèmes environnementaux et aux incitations économiques, les pays en voie de développement ont augmenté fortement leur consommation de gaz naturel, principalement pour la production d'électricité. En outre, l'industrie de l'électricité a tiré profit de récentes améliorations liées à l'efficacité des centrales à cycle combiné au gaz. En 2002, la production d'électricité à partir du gaz a représenté 18,3% du total mondial de la production électrique, Fig. (4.1)<sup>45</sup>. On prévoit que le cycle combiné représentera 28% de la production mondiale du mix d'électricité d'ici 2006<sup>46</sup>.

**Fig. (4.1): Mix de la production mondiale d'électricité (2002)**



Source : IEA, Key World Energy Statistics, 2004

En raison des limitations des marchés liées à leur taille et à leur solvabilité, ainsi qu'aux importants investissements et aux non moins importantes réserves minimales nécessaires pour soutenir les projets d'exportation, le gaz naturel a été notoirement sous-utilisé ou gâché dans nombre de pays africains, où d'énormes quantités de gaz naturel associées à la production du pétrole ont été brûlées ; d'où le gâchis de cette ressource et d'importants dommages au plan de l'environnement. En 2002, 14,1% de la production de gaz brut en Afrique ont été brûlés.

Le développement des marchés commerciaux pour ce gaz sera particulièrement bénéfique, à la fois pour l'environnement et pour l'économie.

L'Afrique est connectée aux marchés du gaz européen via un gazoduc reliant l'Algérie à l'Italie, via la Tunisie. Aujourd'hui, un gazoduc direct Algérie-Espagne est à l'étude, tandis qu'un gazoduc de 260 km entre l'Égypte et la Jordanie est en cours de construction pour fournir les centrales électriques en Jordanie.

<sup>45</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

<sup>46</sup> <http://www.imia.com/documents/gas.htm#4>

Le gaz naturel liquéfié (LNG) a été exporté d'Algérie vers l'Europe à travers la Mer Méditerranée depuis des décennies. Accroître les exportations de gaz de l'Afrique offrira des avantages considérables :

- Un environnement plus propre. Le développement du gaz en Afrique réduira les émissions de gaz à effet de serre (GHG) en utilisant des millions de mètres cubes par jour qui sans cela auraient été brûlés – un double bénéfice pour l'environnement.
- Des bénéfices économiques. La courbe de croissance projetée du gaz est meilleure que celle du pétrole, au moins pour les 20 prochaines années. Ceci est bénéfique pour l'emploi en Afrique, pour les investissements et les économies locales.
- Une plus grande coopération régionale. Des projets comme le Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (WAGP) offrent des bénéfices économiques à plusieurs pays et le succès de ces projets implique que les gouvernements et le secteur privé travaillent de concert.

Ainsi, le gaz naturel pourrait jouer un rôle vital dans l'intégration régionale de l'énergie en Afrique, ainsi que dans l'intégration de l'Afrique dans l'économie mondiale à long terme.

## 4.2. Les ressources de gaz naturel

Les réserves mondiales de gaz naturel ont totalisé 170 trillions de mètres cubes (tcm) en 2002<sup>47</sup>, dont environ 7,6% sont en Afrique. Le tableau (4.1) montre la distribution des réserves prouvées de gaz en Afrique entre l'Afrique du Nord et les pays subsahariens. Il y a des ressources de gaz dans 19 autres pays subsahariens. La moitié des ressources de gaz de l'Afrique subsaharienne est associée au gaz produit durant la production de pétrole, dont une grande partie est soit brûlée, soit réinjectée dans les champs pétroliers. Cependant, le volume de gaz non-associé produit reste très limité.

---

<sup>47</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2004

**Tableau (4.1): Réserves prouvées de gaz et producteurs de gaz en Afrique (2002)**

	Réserves prouvées		Production nette		Consommation		R/P ratio
	bcm	bcf	bcm	bcf	bcm	bcf	Années
Afrique du Sud	37	1300	2.3	81	2.3	81	15.0
Algérie	4000	141260	79.3	2799	23.3	824	45.0
Angola	113	4000	0.6	22	0.6	22	22.2
Cameroun	110	3900	n/a	n/a	n/a	n/a	67.9
Congo (Brazzaville)	91	3200	n/a	n/a	n/a	n/a	67.4
Côte d'Ivoire	24	845	1.3	47	1.4	50	17.9
Egypte (Rép. Arabe)	1657	58500	26.7	941	25.2	891	54.2
Gabon	33	1165	0.1	3	0.1	3	18.9
Guinée Equatoriale	70	2472	1.3	45	1.3	45	29.5
Libye/GSPLAJ	1314	46404	6.2	219	5.6	197	>100
Maroc	1	43	0.1	2	0.7	23	20.0
Mozambique	127	4500	0.1	2	0.1	2	>100
Nigeria	5055	178517	14.2	501	6.4	225	>100
Sénégal	11	388	0.1	2	0.1	2	>100
Tunisie	78	2755	2.2	76	3.8	136	31.2
<b>Total Afrique</b>	<b>13010</b>	<b>459449</b>	<b>134.2</b>	<b>4741</b>	<b>70.9</b>	<b>2501</b>	<b>70.4</b>
<b>Total Amérique Nord</b>	<b>8117</b>	<b>286665</b>	<b>782.6</b>	<b>27639</b>	<b>785.1</b>	<b>27725</b>	<b>9.6</b>
<b>Total Amérique Sud</b>	<b>6386</b>	<b>224813</b>	<b>89.0</b>	<b>3143</b>	<b>88.7</b>	<b>3135</b>	<b>57.8</b>
<b>Total Asie</b>	<b>16905</b>	<b>596945</b>	<b>386.4</b>	<b>13649</b>	<b>410.8</b>	<b>14502</b>	<b>40.1</b>
<b>Total Europe</b>	<b>53684</b>	<b>1895784</b>	<b>929.8</b>	<b>32839</b>	<b>1002.0</b>	<b>35375</b>	<b>56.1</b>
<b>Total Moyen-Orient</b>	<b>71 119</b>	<b>2511569</b>	<b>237.9</b>	<b>8401</b>	<b>216.6</b>	<b>7649</b>	<b>&gt;100</b>
<b>Total Océanie</b>	<b>1330</b>	<b>46 961</b>	<b>40.7</b>	<b>1436</b>	<b>29.8</b>	<b>1005</b>	<b>29.5</b>
<b>TOTAL MONDE</b>	<b>170531</b>	<b>6022186</b>	<b>2600.6</b>	<b>91847</b>	<b>2603.9</b>	<b>91942</b>	<b>59.8</b>

Source: WEC Survey of Energy Resources, 2004

### 4.3. Production de gaz naturel

La production mondiale totale de gaz naturel s'est élevée à 2 600,6 milliards de mètres cubes (bcm) et celle de l'Afrique à 134,2 milliards de mètres cubes en 2002<sup>48</sup>.

En plus des principaux producteurs de gaz naturel, un certain nombre de pays subsahariens producteurs de pétrole produisent également du gaz, lequel est pour la plupart brûlé ou réinjecté pour faciliter l'extraction du pétrole. Ces pratiques sont très

<sup>48</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

répandues dans l'Afrique sub-saharienne et l'on estime que 70% du gaz associé à la production pétrolière est évacué par les compagnies. Il est généralement soit brûlé, soit rejeté dans l'atmosphère, en raison du manque de marchés adéquats ou du manque de cadre institutionnel et réglementaire pour soutenir son utilisation, ce qui finalement, constitue une perte économique pour l'Afrique. En outre, cette évacuation représente une menace environnementale en augmentant les émissions de GHG dans l'atmosphère, en particulier du dioxyde de carbone et du méthane, responsables du réchauffement mondial.

#### 4.4. Consommation du gaz naturel

En 2002, la consommation mondiale totale a été d'environ 2 600 bcm, dont seulement 2,7% sont utilisés dans les pays africains, principalement dans les pays producteurs de gaz comme l'Algérie, l'Égypte et le Nigeria. L'Algérie et l'Égypte, à elles deux, consomment environ 73% du total continental. Par exemple, la consommation quotidienne de gaz naturel de l'Égypte est d'environ 0,07bcm, ce qui représente environ 45% de la consommation d'énergie du pays, principalement destiné à la génération d'électricité. Les estimations actuelles font état d'environ 1,85 million de consommateurs domestiques et commerciaux de gaz naturel. Certains pays de l'Afrique sub-saharienne consomment de faibles quantités de gaz naturel, dont la plus grande partie au Nigeria, où le gaz représente 22% de la demande d'énergie de base, principalement pour la génération d'électricité.

Les marchés traditionnels du gaz (secteurs résidentiel et commercial; industrie conventionnelle) dans les pays sub-sahariens africains sont, et demeureront, limités. La demande potentielle des marchés domestiques et commerciaux est limitée à des usages domestiques (cuisine et chauffage de l'eau), ce qui rend problématique la rentabilité des réseaux de gaz dédiés.

Alors que les besoins en gaz dans le secteur de l'industrie conventionnelle ne sont pas négligeables, ils sont concentrés dans un nombre limité de pays, où la taille du marché industriel a atteint la masse critique qui pourrait déclencher des projets de distribution. Un exemple en est la demande croissante de gaz en Égypte soit pour alimenter les industries pétrochimiques, soit comme carburant pour les industries du ciment, de la céramique et de la chimie. Environ 11% des ventes de gaz en Égypte sont utilisées pour les industries pétrochimiques et pour les fertilisants, tandis que 14% sont utilisées dans les autres industries.

Les industries à moyenne et grande échelle utilisent le gaz pour le charbon et le fioul à haute teneur en soufre, tous deux hautement polluants. Dans pratiquement chaque branche industrielle, le gaz, en moins de trois décennies, est devenu le combustible préféré de ces activités où la propreté, la souplesse et l'utilisation facile sont des facteurs-clés pour assurer une production de haute qualité tout en maîtrisant les coûts d'exploitation. Cela se retrouve dans des industries telles que l'alimentation et la réfrigération, la fabrication d'huile végétale, la céramique et les carrelages, le traitement des surfaces vitrées et métalliques et le ciment, entre autres.

Passer au gaz naturel est une option politique attractive qui permet de préserver les ressources économiques en réduisant les importations de carburants ou en économisant du pétrole pour d'autres exportations. Un bon exemple d'une politique couronnée de succès est celle du Cameroun, où les exportations de pétrole décroissent régulièrement depuis plusieurs années. Avec seulement 11 ans de ratio de réserve de

production (RTP), le Cameroun, exportateur de pétrole de longue date, pourrait devenir importateur dans un futur proche, les nouveaux gisements découverts ne compensant pas la baisse des champs existants. Même si l'utilisation du gaz naturel ne peut inverser à elle seule cette tendance (seules de nouvelles découvertes le pourraient), développer le gaz dans le secteur industriel et pour la génération d'électricité aiderait le pays à demeurer exportateur de pétrole pour une période plus longue et donnerait aux compagnies pétrolières internationales (IOC) plus de temps pour effectuer des campagnes d'exploration<sup>49</sup>.

Un second exemple de politique réussie est celui de l'Égypte. En remplaçant le pétrole par le gaz, la part du gaz dans la consommation d'hydrocarbures du pays a augmenté de 12% en 1981 à 47% en 2001, ce qui a permis de sécuriser la fourniture d'énergie et de compenser le déclin de la production de pétrole<sup>50</sup>.

#### **4.5. Exportations de gaz naturel**

L'Afrique est un exportateur de gaz naturel. Les trois grands pays exportateurs sont l'Algérie, le Nigeria et la Libye. Près de 50% du gaz produit en Afrique sont exportés sur le marché mondial, principalement en Europe. En 2002, les exportations de LNG de ces trois pays ont représenté environ 23% du total mondial de gaz commercialisé dans le monde et 52% de la production de gaz africaine. Cette même année, l'Algérie, en exportant 2 tcf de gaz, a fourni 16% des importations de gaz européennes par gazoduc plus 31% en LNG<sup>51</sup>. Plus de 85% des exportations de gaz africaines sont allées en Europe de l'Ouest, avec quelques exportations de LNG de gaz vers les USA.

#### **4.6. Développement du marché du gaz naturel**

Les infrastructures joueront sans nul doute un rôle-clé dans le développement de l'industrie du gaz naturel africain. A l'inverse du pétrole, qui peut être facilement transporté par camions ou pétroliers, le gaz doit être traité juste avant d'être utilisé. Actuellement, les deux seules façons de transporter le gaz dans et en-dehors de l'Afrique, ce sont les gazoducs et la liquéfaction, une technique coûteuse mais nécessaire si l'Afrique souhaite vendre du gaz à des marchés plus lointains.

L'Algérie dispose d'infrastructures bien développées, avec 6 900 km de gazoducs domestiques et 2 350 km de gazoducs internationaux. Les deux plus grands gazoducs internationaux sont le gazoduc Trans-Méditerranéen, avec 850 milliards de pieds cubiques/an (bcf), soit 25,5 milliards de mètres cubes, et le gazoduc Maghreb-Europe Gas (MEG) avec 285 bcf/an (8,55 milliards de mètres cubes). Le Transmed est composé de segments traversant l'Algérie, la Tunisie, passant sous la Méditerranée jusqu'à la Sicile et l'Italie, avec une extension en Slovénie. Des mises à niveau planifiées porterait la capacité du gazoduc Transmed à 1 billion de bcf/an (30 milliards de mètres cubes).

Le gazoduc MEG va de l'Algérie à la Péninsule Ibérique via le Maroc, transportant 350 bcf/an (10,5 milliards m<sup>3</sup>) sur 1 650 km et se connecte avec les réseaux de transmission espagnol et portugais. A la fin de 2004, des mises à niveau planifiées ont

<sup>49</sup> ESMAP, Africa Gas Initiative, Main Report, Volume I, 2001

<sup>50</sup> Egyptian Natural Gas Holding Company, Annual Report 2001

<sup>51</sup> IEA, World Energy Outlook 2002

porté la capacité de transmission du MEG à 460 bcf/an (13,8 milliards m<sup>3</sup>). Le consortium Medgaz prévoit également la construction d'un nouveau gazoduc de 450 km entre l'Algérie et l'Espagne qui sera mis en service en 2006.

L'Égypte commence aussi à exporter du gaz naturel par gazoducs vers le Moyen-Orient. La première phase du Projet de Gazoduc du Moyen-Orient a été achevée en janvier 2004, reliant la ville d'Aqaba, en Jordanie, au réseau égyptien du gaz. La deuxième phase proposera, en 2005, une extension d'environ 370 km depuis Aqaba jusqu'à une centrale située au nord de la Jordanie. Le gazoduc pourrait ensuite être prolongé vers la Syrie et le Liban en 2006.

Malgré environ 1 600 km de gazoducs, le réseau libyen est inadapté pour répondre à la demande croissante. Des projets existent pour la construction d'installations supplémentaires de transmission pour assurer la production d'électricité. L'Espagne est actuellement le seul grand pays à importer du gaz depuis la Libye. La compagnie Eni et l'Agence de l'Énergie de Libye ont démarré un projet de 5 milliards de dollars, le Projet Gaz Ouest-Libye (WLGP). Le WLGP devrait permettre d'exporter 280 bcf de gaz par an (8,4 milliards de m<sup>3</sup>) vers l'Italie et la France au début de 2006, via un gazoduc de 600 km passant par la mer Méditerranée, principalement pour la génération d'électricité.

Actuellement, les installations africaines de liquéfaction du gaz comprennent deux usines LNG en Algérie, avec une production annuelle combinée de 23 millions de tonnes de LNG, une usine LNG au Nigeria, à Bonny Island, qui a trois unités avec une production annuelle de 9,5 millions de tonnes, et l'usine LNG libyenne de Marsa Elberaga.

Plusieurs projets de liquéfaction sont en cours de développement en Afrique. En Égypte, un consortium de compagnies pétrolières internationales a lancé l'un des plus grands projets de LNG dans le monde. Le projet consiste en deux chaînes, dont chacune a une capacité de 3,6 millions de tonnes/an; la première sera livrée en 2005 et exportera sa production vers Gaz de France (GdF) selon les termes d'un contrat de fourniture sur 20 ans. Autre projet, celui d'une collaboration Égypte-Espagne pour construire la deuxième usine de liquéfaction du monde, avec une production de 7,56 bcm/an. L'usine sera située à Damietta, pour utiliser le gaz offshore du nord-ouest de l'Égypte, et 4 bcm de LNG seront exportés annuellement vers l'Espagne<sup>52</sup>.

Au Nigeria, deux chaînes supplémentaires actuellement en construction ajouteront 8,2 millions de tonnes métriques en 2005, et une sixième chaîne a été proposée pour milieu 2006. Trois nouvelles usines LNG - West Niger Delta, Brass River LNG et un site LNG à déterminer - ont été proposées. Si le financement est trouvé, elles pourraient entrer en service entre 2008 et 2010.

L'Angola développe des projets pour utiliser le gaz naturel associé, qui est actuellement brûlé ou réinjecté (près de 83%). Le projet Angola LNG est attendu pour 2007. L'usine LNG devrait être constituée d'une seule chaîne qui pourrait produire annuellement 4 millions de tonnes de LNG. L'Angola étudie d'autres utilisations pour le gaz, notamment des projets de génération d'électricité et de carburants gaz-liquide.

---

<sup>52</sup> Stephen Karekezi, *Poverty and Energy in Africa – A Brief Review*, 2002

La récupération du gaz associé est une opération onéreuse. Que le gaz soit réinjecté ou utilisé pour l'exportation, il entraîne la construction et l'exploitation d'une unité de traitement du gaz où le LPG est enlevé. Il est alors soit réinjecté dans les réservoirs, soit envoyé, par des gazoducs haute-pression, à des clients éloignés. Les bénéfices d'une production pétrolière accrue, la récupération du LPG ou de possibles ventes futures de gaz doivent être suffisants pour fournir des retours sur investissement suffisamment importants pour les exportations. En conséquence, la récupération du gaz associé est seulement envisagée pour les grands projets, et elle est rarement retenue pour les petits champs. Cependant, de tels projets de récupération à grande échelle sont en cours de développement en Égypte, en Algérie et au Nigeria.

L'arrivée des producteurs d'électricité du secteur privé a ouvert un important marché potentiel pour le développement, qui peut être attrayant pour les producteurs de gaz. Exemple, l'usine électrique à base de gaz de 682,5 MW construite en Égypte en 2002, qui est située à Sidi Kreer, à 20 km à l'ouest d'Alexandrie.

Le développement de la demande de gaz peut également être guidé par des applications plus récentes, qui ont soit déjà commencé à être installées en Afrique, comme la génération d'électricité basée sur le gaz ou l'utilisation du gaz naturel comprimé (CNG) comme carburant de transport, ou bien qui sont encore en cours de développement, comme les projets gaz-liquide. En 2004, 'Sasol', producteur de carburants synthétiques et de produits chimiques, a annoncé la première livraison depuis les champs de gaz naturel de Temane, au Mozambique, jusqu'à l'usine Sasol, près de Johannesburg.

#### **4.7. Le besoin d'un cadre réglementaire**

A la lumière de besoins sociaux accrus, comme l'éducation et la santé, les gouvernements ont commencé à comprendre que la seule façon d'établir des projets d'infrastructure pour le gaz est de permettre la participation du secteur privé. En termes de régulation, la plupart des gouvernements africains considèrent que la définition et la mise en place de cadres institutionnels et réglementaires sont de nature politique et doivent demeurer sous leur responsabilité. A l'heure actuelle, bien peu de gouvernements sont prêts à mettre en place des agences indépendantes et à laisser le contrôle politique à de telles entités. Plusieurs pays encouragent les compagnies qui découvrent du gaz à développer et à exploiter les champs de gaz plutôt que de laisser l'État décider de tous les développements futurs.

Les efforts doivent porter sur la façon de rendre les revenus nets découlant de la commercialisation du gaz beaucoup plus attractifs pour l'opérateur face aux bénéfices financiers résultant de la combustion des gaz associés; un cadre institutionnel efficace et un régime réglementaire sont également nécessaires. En outre, la législation pétrolière doit protéger les intérêts de l'État tout en étant assez souple pour permettre la croissance et la participation du secteur privé. Créer un environnement porteur pour les marchés du gaz, proposer des incitations aux compagnies pétrolières internationales (IOC), évaluer et financer les projets n'est possible qu'au prix d'une étroite participation entre les gouvernements-hôtes, les IOC et les investisseurs, ce qui peut être obtenu une fois qu'un champ intéressant a été reconnu.

En ce qui concerne les activités en aval, une régulation dédiée doit être mise en place. Les principaux domaines concernés comprennent: la structure de l'industrie du gaz, l'accès compétitif au marché, et la régulation économique (prix et tarifs). En outre, la

sécurité technique et les standards environnementaux doivent aussi être développés<sup>53</sup>.

Par conséquent, un cadre réglementaire doit être mis en place sans délai, pour organiser efficacement l'industrie du gaz et pour assurer la libre compétition sur le marché. Une réforme institutionnelle doit accompagner l'industrie du gaz naissante. En amont, les lois sur les hydrocarbures sont généralement peu claires relativement à la propriété du gaz et aux responsabilités des parties contractuelles. S'il existe une régulation en aval, ce qui est assez inhabituel, cela est obtenu au travers d'une législation inappropriée et au cas par cas, avec des arrangements contractuels. Concevoir un cadre réglementaire dédié, qui comprenne la structure de l'industrie, la gestion de la concurrence, l'accès aux marchés et la régulation économique est l'une des incitations premières qui pourraient être mises en place pour attirer les capitaux privés. Un certain nombre de pays envisagent d'amender leurs lois pétrolières existantes ou d'adopter de nouvelles lois qui prennent en compte les divers problèmes liés au développement des réserves de gaz et à la combustion des gaz associés. Un exemple, la récente évolution de l'industrie du gaz en Égypte, qui a suivi la restructuration du secteur pétrolier et la création de la Compagnie Pétrolière Générale d'Égypte (EGPC) en 2001.

---

<sup>53</sup> UNDP, Human Development Report, 2003



## Chapitre 5: L'hydroélectricité en Afrique

### 5.1 Hydroélectricité et développement durable

Comme stipulé dans le Plan d'Exécution du Sommet Mondial sur le Développement Durable (WSSD) de Johannesburg en 2002, il existe un large consensus sur la nécessité de diversifier les fournitures d'énergie en développant des technologies d'énergie avancées, propres, plus efficaces, abordables et rentables, dont les combustibles fossiles et les technologies d'énergie renouvelable, la grande hydro et leur transport dans les pays en voie de développement à des tarifs préférentiels<sup>54</sup>. Cette référence spécifique à l'article 19e du Plan d'Exécution du WSSD est vu comme un mandat essentiel pour le rôle futur de l'hydroélectricité. Elle soutient en fait les éléments suivants :

- L'hydroélectricité est renouvelable et propre ;
- La politique renouvelable devrait inclure l'hydroélectricité de toutes tailles;
- Essayer de définir l'hydroélectricité comme une renouvelable "ancienne" ou "nouvelle" est sans intérêt ;
- Le déploiement de l'hydroélectricité (y compris rénovation/mise à niveau) doit être accru ;
- Selon les circonstances, grands et petits projets ont chacun un rôle à jouer ;
- La conscience environnementale et la sensibilité aux populations concernées sont des aspects-clés.

En ce qui concerne la durabilité, l'hydroélectricité a un énorme potentiel pour améliorer les conditions économiques, préserver les écosystèmes et améliorer la justice sociale. Soigneusement planifiés, construits et exploités, les projets hydroélectriques peuvent apporter une contribution importante pour atteindre ces trois piliers du développement durable. Néanmoins, chaque projet hydroélectrique individuel ne contribuera pas nécessairement de façon égale aux trois piliers, dans la mesure où les effets positifs et négatifs de ces projets sont très liés au site.

Plus des deux tiers de l'électricité mondiale vient encore des combustibles fossiles, alors que l'hydroélectricité domine la production des sources renouvelables, Fig. (5.1)<sup>55</sup>. Cela ne devrait pas changer durant des décades ; cependant, les trois décennies à venir devraient voir un basculement marqué dans la génération du mix des combustibles, en faveur du gaz naturel<sup>56</sup>. Selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA), l'hydroélectricité augmentera de 60% durant la période projetée, alors que sa part relative diminuera.

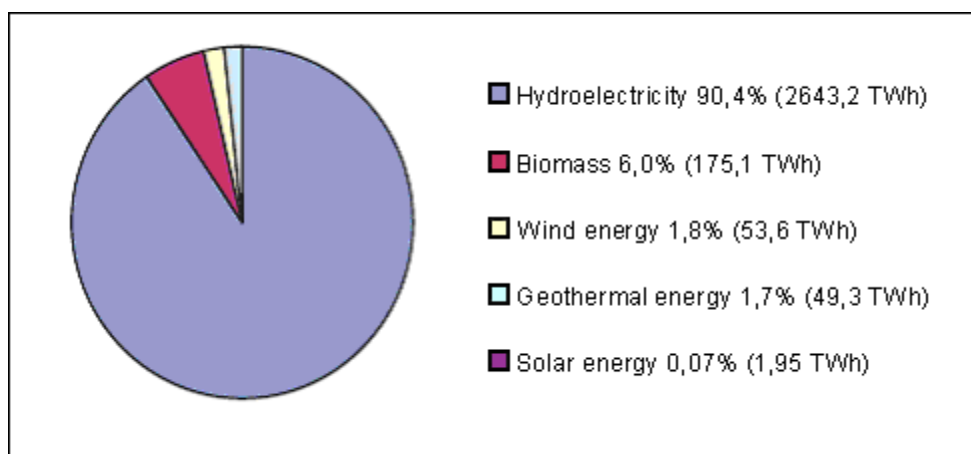
---

<sup>54</sup> WSSD, Johannesburg Plan of Action, 2002

<sup>55</sup> The Dams Newsletter, No. 2 - May 2004

<sup>56</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

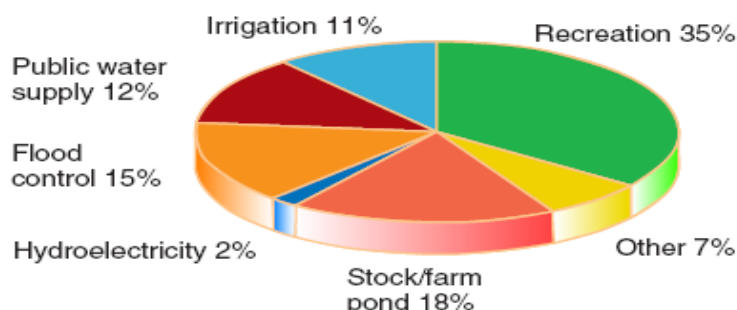
**Fig. (5.1): Structure de la production mondiale d'électricité renouvelable en 2002**



Source : IEA, Key World Energy Statistics, 2004

Une électricité plus abordable est une nécessité, surtout dans les pays pauvres en voie de développement. Donc, le coût de production de l'électricité est un critère fondamental pour les prises de décision. Comme le montre le tableau (5.1), l'hydroélectricité est la source la moins chère d'électricité renouvelable. En outre, ce type de coût ne tient pas compte de tout un éventail de bénéfices secondaires ; par exemple, au travers de la nature multi-usages des réservoirs, l'hydroélectricité apporte plus de bénéfices non-énergétiques que n'importe quelle autre source d'énergie, à savoir la fourniture d'eau, le contrôle de l'écoulement, la navigation, l'irrigation et les loisirs. Autre exemple, en termes de loisirs, les projets hydroélectriques aux Etats-Unis ont offert au public plus de 75 500 km de côtes, 2 000 sites aquatiques, 28 000 sites de camping, pour tentes, caravanes et véhicules de loisirs, 1 800 km de pistes et 1 200 aires de pique-nique, Fig. (5.2)<sup>57</sup>.

**Fig. (5.2): Bénéfices non-énergétiques des installations hydroélectriques**



Source: U.S. Army Corps of Engineers, National Inventory of Dams  
 Primary purposes or benefits of U.S. dams.

<sup>57</sup> DOE, Hydropower Today, 2004

**Tableau (5.1): Les technologies et leurs coûts actuels de production**

Technologie	Coûts en dollars US
Energie biomasse	
Electricité	5-15 cent kWh
Chauffage	1-5 cent kWh
Ethanol	8-25 S/GJ
Electricité éolienne	5-13 cent kWh
Electricité solaire photovoltaïque	25- 125 cent kWh
Electricité solaire thermique	12-18 cent kWh
Chauffage solaire basse-température	3-20 cent kWh
Hydroélectricité	
Forte puissance (lac)	2-8 cent kWh
Faible puissance (fil de l'eau)	4-10 cent kWh
Energie géothermique	
Electricité	2-10 cent kWh
Chauffage	0.5-5 cent kWh
Energie marine	
Marémotrice	8-15 cent kWh
Vague	8-20 cent kWh
Courant	8-15 cent kWh
Usine électrique à vapeur, charbon pulvérisé avec désulphurisation du gaz	3.2-3.9 cent kWh
Cycle combiné (IGCC) charbon intégrée – turbine refroidie par air	3.6-4.2 cent kWh
Cycle combiné (IGCC) charbon intégrée – turbine refroidie par vapeur	3.1-3.7 cent kWh
Cycle combiné (IGCC) à gaz naturel – turbine refroidie par air	3.1–3.4 cent kWh
Cycle combiné (IGCC) à gaz naturel – turbine refroidie par vapeur	2.9-3.2 cent kWh
Cycle combiné (IGCC) à gaz naturel – installation de coproduction	2 cent kWh
Générateurs diesels	6.3-8.5 cent kWh
Moteurs à combustion interne	6.9 cent kWh
Générateurs à microturbine	4.2 cent kWh

Source : Adapted from UNDP, World Energy Assessment, 2000

L'hydroélectricité offre plusieurs avantages par rapport aux autres sources d'électricité, notamment un haut niveau de fiabilité, des technologies éprouvées et simples, une haute efficacité, des coûts d'exploitation et de maintenance réduits et la possibilité de moduler les charges facilement. Pour s'adapter aux fluctuations de la demande en électricité, les installations combinent généralement plusieurs centrales, dont les services varient en terme de continuité, comme le montre le Tableau (5.2). Certaines centrales sont mieux adaptées pour la production en base, d'autres pour des productions de pointe. Par exemple, les centrales nucléaires fonctionnent de façon optimale à régime continu, ce qui en fait des générateurs en "base". Les centrales hydroélectriques peuvent, selon leur conception, fournir l'électricité pour une demande de pointe, ou de base, ou les deux. Cette souplesse de la fourniture est l'un des principaux avantages techniques de l'hydroélectricité.

**Table (5.2): Souplesse et fiabilité des options de production d'électricité**

Systèmes de génération de l'électricité	Commentaires sur la fiabilité et la souplesse de la production d'électricité
<b>Systèmes capables de supporter les production de base et de pointe</b>	
Hydroélectricité avec réservoir	Hautes fiabilité et souplesse Beaucoup de rivières ont une retenue en amont et peuvent être considérées comme ayant un réservoir
Gazole	Haute fiabilité et souplesse
<b>Systèmes de base avec moins de souplesse</b>	
Turbines à cycle combiné au gaz naturel	Surtout avec haute souplesse technique, mais une utilisation importante est nécessaire pour acheter le gaz à bas prix, d'où réduction de la souplesse
Charbon	Surtout base avec quelque souplesse
Huile lourde	Surtout base charge avec quelque souplesse
Hydroélectricité rivière	Surtout base charge avec peu de souplesse
Biomasse	Surtout base charge avec peu de souplesse
Nucléaire	Limitée souplesse
<b>Systèmes conçus pour la 'pointe'</b>	
Hydroélectricité existante : capacité accrue	Conçu pour ajouter de la puissance sans ajouter d'énergie
Hydroélectricité par pompage	Ajoute de la puissance, tout en réduisant l'énergie totale
Huile légère: turbines simples	Ajoute puissance et énergie. En général, utilisation faible
<b>Systèmes nécessitant une production de secours (pas de souplesse)</b>	
Énergie éolienne	Nécessite un système de secours avec réponse immédiate, comme hydroélectricité avec réservoir ou diesel.
Photovoltaïque solaire	

Sources: International Energy Agency (IEA) 2000, *Hydropower and the Environment : Present Context and Guidelines for Future Action Vol. I, II, III*

Toute comparaison des options de production doit aussi prendre en compte les services annexes, comme la fiabilité, l'électricité à la demande, un rapide démarrage 'à froid', le stockage de l'énergie en réservoirs, etc. Ces avantages supplémentaires font de l'hydroélectricité un producteur possible en base, en pointe, de régulation de la tension et de fréquence, de stockage d'énergie et autres services.

L'hydroélectricité ne produit pas d'émissions alimentant les problèmes de qualité de l'air, pluies acides ou réchauffement mondial ; c'est une ressource renouvelable.

Actuellement, non seulement l'hydroélectricité fournit près d'un cinquième de l'électricité mondiale, mais elle dépasse largement les capacités de toute autre ressource renouvelable d'énergie. Malgré la prédominance des combustibles fossiles en terme d'électricité totale générée dans le monde, plus de 60 pays utilisent aujourd'hui l'hydroélectricité pour 50% ou plus de leurs besoins en électricité. La plupart des installations hydroélectriques sont situées en Amérique du Nord, au Brésil, en Russie, en Chine et en Europe. Mais la majeure partie du potentiel hydroélectrique se trouve dans des régions moins développées d'Asie, d'Amérique Centrale et du Sud et d'Afrique.

La demande mondiale en électricité devrait augmenter, les économies émergentes et les nations développées continuant sur le chemin de la croissance économique et de la prospérité. Certaines prévisions indiquent que la demande mondiale en électricité doublera entre 1990 et 2020, soit un taux de croissance d'un peu plus de 2% par an

sur 30 ans. D'énormes différences de la demande en électricité par habitant existent dans les diverses régions du monde, voir Tableau (5.3)<sup>58</sup>. 10% seulement de la population africaine ayant accès à l'électricité, la demande en électricité par habitant est la plus basse du monde. Le taux de croissance de la demande en électricité par habitant devrait être plus important en Amérique Centrale, du Sud, en Asie et en Afrique. Heureusement, le potentiel hydroélectrique, dans ces régions à croissance forte est également le plus élevé. Un développement soigneusement planifié de l'hydroélectricité peut fortement contribuer à améliorer les standards de vie dans les continents en voie de développement (Asie, Afrique, Amérique Latine), où se trouve le plus gros potentiel. Environ 2 milliards de personnes, principalement dans les zones rurales des pays en voie de développement, n'ont toujours pas l'électricité.

**Tableau (5.3): Consommation d'électricité par habitant par région**

Pays/Région	kWh/an par habitant
Asie	549
Afrique	515
Chine	1093
Amérique Latine & Caraïbes	1511
Europe non OCDE	2660
Moyen-Orient	2642
FSU	3842
OCDE	7879
Monde	2326

Source: IEA, Key World Energy Statistics, 2004

## 5.2. Situation de l'hydroélectricité en Afrique

Deux grandes zones de l'Afrique sub-saharienne sont particulièrement riches en ressources pour la génération d'hydroélectricité : l'axe des grands lacs africains du Kenya jusqu'à la Zambie, et la côte atlantique de la Guinée à l'Angola. Ces zones possèdent près de 60% du total des ressources hydrauliques africaines. La capacité brute théorique des ressources hydrauliques en Afrique est estimée à 3876 TWh/an à fin 1999, concentrée presque totalement dans l'Afrique sub-saharienne, dont 49% sont considérés comme techniquement exploitables. Les ressources exploitables de l'Afrique représentent environ 13% du total mondial correspondant<sup>59</sup>. Selon l'Association Internationale de l'Hydroélectricité (IHA), seulement 7% des ressources techniquement exploitables d'hydroélectricité en Afrique ont été développées<sup>60</sup>.

La part de l'Afrique dans la génération d'électricité mondiale, en 2001, n'était que de 3%, Fig. (5.3)<sup>61</sup>. L'hydroélectricité fournit 32% de l'énergie primaire africaine, Fig. (5.4)<sup>62</sup>. Dans nombre de pays africains comme l'Angola, le Burundi, le Cameroun, le

<sup>58</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

<sup>59</sup> WEC, Survey of Energy Resources, 2001

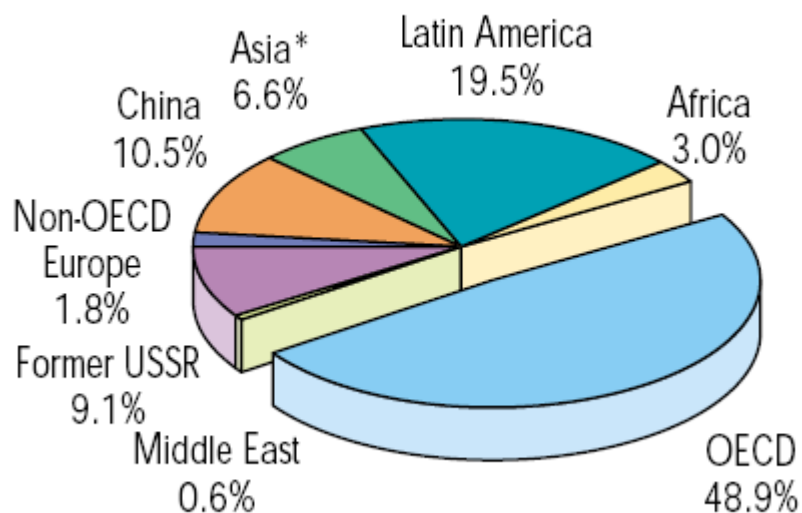
<sup>60</sup> IHA White Paper, 2003

<sup>61</sup> IEA, Key World Energy Statistics, 2004

<sup>62</sup> E.A.K. Kalisti, Hydropower Development in Africa, Problems and Prospects, 2003

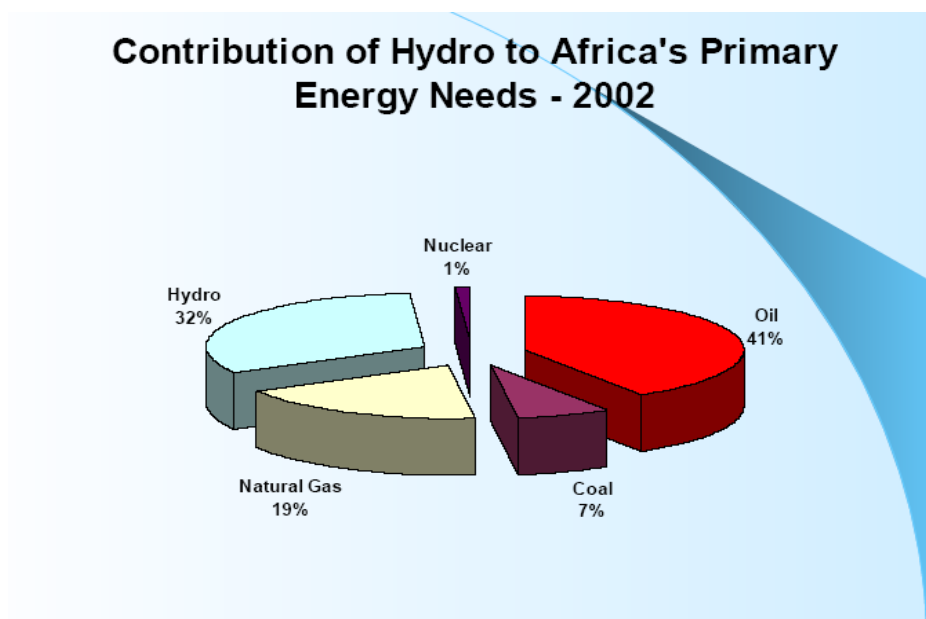
Zaïre, le Congo, l'Éthiopie, le Mozambique, la Namibie, le Rwanda et l'Ouganda, l'hydroélectricité est d'ores et déjà dominante dans la production d'électricité.

**Fig. (5.3): Génération d'hydroélectricité par région, 2001**



Source: IEA, Key World Energy Statistics, 2004

**Fig. (5.4): Contribution de l'hydro aux besoins en énergie primaire en Afrique - 2002**



Source: E.A.K., Kalitsi, Hydropower Development in Africa, Problems and Prospects, 2003

Les bas niveaux d'accès à l'électricité créent des opportunités pour le développement de l'hydroélectricité en Afrique. En outre, il existe un important potentiel de ressources hydroélectriques en Afrique qui peut être exploité, comme INGA. Il serait plus efficace de développer ces énormes ressources au plan régional plutôt que dans des projets nationaux. Cela aiderait à étendre le marché de l'énergie dans ces régions et permettrait de fournir de l'énergie à ceux qui, pour le moment, n'ont pas accès à l'électricité. Un problème crucial est le besoin d'étendre les systèmes interconnectés et les pools d'électricité et de développer des infrastructures de transmissions régionales pour l'électricité et l'expansion des marchés. Les projets régionaux d'hydro comprennent INGA, en République Démocratique du Congo (DRC), Kafue Gorge Lower en Zambie, Cabora Bassa en Mozambique, Maguga au Swaziland, Bui au Ghana, et Bujagali en Ouganda. Hormis le Congo (DRC), quatre pays partageant le bassin du Nil, l'Ouganda, la Tanzanie, le Soudan et l'Éthiopie, ont de considérables ressources nationales qui dépassent très largement la demande de ces pays dans le cadre de leurs prévisions à long terme.

Les projets de transmission régionale existants comprennent : mise à niveau de l'interconnexion Zambie – RD Congo – Afrique du Sud, interconnexion Zambie – Tanzanie, interconnexion Namibie – Botswana et Réseau d'Afrique de l'Ouest et Pool Electrique.

Il faut noter que les principaux problèmes auxquels doit faire face le développement de l'hydroélectricité en Afrique sont : importants investissements préalables, risques élevés (techniques, économiques, commerciaux, environnementaux et sociaux).

### **5.3. Hydroélectricité : un moteur pour l'intégration de l'énergie**

L'important potentiel hydroélectrique de l'Afrique pourrait être développé pour le plus grand bénéfice de la majeure partie de la population africaine, en particulier dans le cadre de projets d'intégration régionale. La centrale hydroélectrique d'Inga Falls est constituée de deux stations. La ligne haute tension de 1 725 km s'étend sur pratiquement toute la largeur de la RDC, depuis Inga Falls, à l'ouest du pays, jusqu'à Kolwezi, au cœur de la région minière de Shaba, et jusqu'à l'interconnexion Inga Falls-Afrique du Sud, ainsi qu'à la seconde ligne en construction, qui fournira de l'électricité à Kinshasa.

Alors que certains pays et/ou régions africains ont un excès de production, d'autres manquent d'électricité, avec de graves conséquences pour leur développement économique et social. Bien qu'il soit techniquement faisable, pour chaque pays, de développer les ressources énergétiques de façon suffisante pour répondre à ses besoins à moyen et à long termes, ceci ne prend pas en considération les efficacités économique et environnementale au travers d'une coopération régionale. Ceci permettrait aux régions insuffisamment approvisionnées, ou aux pays par trop dépendants de l'hydroélectricité, où la fourniture peut varier durant les saisons sèches, d'avoir un accès immédiat à un pool d'électricité et de contribuer à ce pool lorsque le niveau des eaux est élevé. Ceci faciliterait la fourniture ininterrompue d'électricité à travers toute l'Afrique.

Les fleuves de la DRC, avec un potentiel hydroélectrique estimé de 150 000 MW, pourraient fournir l'énergie nécessaire pour le développement de l'Afrique. Bien exploitées, ces ressources hydro répondraient à la demande en électricité dans toute

l'Afrique. Le potentiel hydroélectrique des Inga Falls pourrait être développé par phases. A l'origine, le projet Inga Falls devait atteindre entre 3 000 et 5 000 MW, soit 10% du potentiel total d'Inga, avec des phases ultérieures amenant le projet à 39 000 MW<sup>63</sup>.

L'un des objectifs à long terme du développement des ressources hydros de la DRC est d'étendre l'électrification de l'Afrique par des interconnexions entre les divers pays, de créer un réseau de transmissions interconnectées. Dans la lignée du développement à grande échelle des ressources hydros de l'Afrique Centrale et du Sud, la ligne de transmission depuis Inga Falls jusqu'en Zambie serait mise à niveau, et le couloir de transmission vers l'ouest, depuis Inga Falls à travers l'Angola, la Namibie et Botswana jusqu'au sud de l'Afrique serait développé. Un réseau pan-africain serait créé entre le Pool Electrique d'Afrique Australe (SAPP) et le Pool Electrique d'Afrique de l'Ouest (WAPP). Ceci nécessitera le développement d'une ligne de transmission à haute tension (HV) reliant la DRC, le Congo Brazzaville, le Gabon, la Guinée Equatoriale, le Cameroun et le Nigeria. Autre connexion directe avec le marché de l'Afrique de l'Est, le projet de développement d'une ligne de transmission HV depuis Inga Falls jusqu'en Ouganda. A moyen et à long termes, il existe un projet de liaison entre Inga Falls et Le Caire par une ligne de transmission HV depuis le Nigeria ou le Cameroun, via le Tchad, la Libye et l'Égypte.

Les efforts pour exploiter le potentiel énergétique d'Inga pour le développement général de l'Afrique correspondent bien à l'idée que l'accès à l'énergie a été identifié comme une priorité universelle du Nouveau Partenariat pour le Développement Africain (NEPAD). Dans cette optique, le NEPAD stipule clairement que "l'énergie joue un rôle capital dans le processus de développement, d'abord en tant que nécessité domestique, mais aussi comme facteur de production dont les coûts affectent directement les prix des autres marchandises et les services et la compétitivité des entreprises."

Selon le NEPAD, des projets viables au plan régional sont proposés dans le contexte du développement d'un réseau de transmission pan-africain et des ressources hydros d'Inga Falls, via le développement du corridor de transmission de l'Est, à travers l'achèvement du réseau d'interconnexion SAPP vers la Tanzanie et le Malawi et la future extension du réseau SAPP vers l'Afrique de l'Est grâce à une ligne de transmission HV depuis Arusha, en Tanzanie, jusqu'à Nairobi, au Kenya. Les lignes de transmission permettront, à court terme, la redistribution des excédents existants des gros marchés (Afrique du Sud, Zambie, Mozambique et la DRC), vers les petits marchés existants (Tanzanie, Malawi et Kenya).

A moyen et long termes, ces lignes permettront la fourniture d'électricité depuis les ressources hydros renouvelées et nouvellement développées de la DRC, de la Zambie et de la Mozambique vers l'Afrique de l'Est, notamment le Kenya, le Soudan, l'Éthiopie et l'Érythrée. Dans une seconde phase de développement, il est proposé de développer les énormes ressources de l'Afrique Centrale grâce à la rénovation des centrales existantes, comme Inga 1 et 2, ce qui permettrait d'ajouter environ 1 000 MW, et au développement de nouvelles centrales comme Inga 3 (1 500 à 3 500 MW). A moyen et long termes, ce sont 40 000 à 50 000 MW qui pourraient s'ajouter au potentiel d'Inga Falls.

---

<sup>63</sup> [www.expotimes.net](http://www.expotimes.net)



## 5.4. Impacts environnementaux de l'hydroélectricité

Si tous les sites sont uniques, les impacts environnementaux de l'hydroélectricité se rangent dans deux catégories : ceux causés par les barrages et les retenues ; et ceux liés au mode d'exploitation des barrages.

### 5.4.1. Impacts des barrages et des retenues

#### *A. En amont des barrages, la création d'une retenue en lieu et place d'une vallée fluviale provoque l'inondation d'une vaste zone de terrain.*

Ceci comprend les écosystèmes terrestres et fluviaux de divers types d'habitats, y compris les habitats forestiers. Ces habitats sont remplacés par une retenue plutôt uniforme qui, en général, offre un habitat à un éventail moins large d'espèces.

#### *B. Des changements dans la morphologie des lits et rives des fleuves en aval, des deltas, des estuaires et de la côte en raison d'un dépôt sédimentaire altéré.*

Le plus gros impact des barrages sur les habitats sis en aval est dû au changement des dépôts sédimentaires du fleuve. Tous les fleuves transportent des sédiments dûs à l'érosion qu'ils provoquent. Lorsque le fleuve est bloqué dans la retenue pendant un certain temps, la plupart des sédiments se déposent au fond de la retenue, ce qui fait que l'eau relâchée par le barrage est beaucoup plus claire et comporte moins de sédiments qu'elle n'en avait avant. L'eau claire en aval d'un barrage se rechargera en sédiments en érodant le lit aval et les rives. Finalement, le fleuve aval aura tendance à devenir plus étroit et plus profond, ce qui réduira également la diversité des plantes et des animaux qu'il peut contenir.

#### *C. Des changements dans la qualité de l'eau en aval.*

Lorsque l'eau est bloquée dans une retenue pendant un certain temps, la qualité de l'eau est affectée de diverses façons : par exemple, la température change, les éléments nutritifs disparaissent, les forêts sont inondées et se décomposent et il peut exister une colonisation de l'eau par des plantes aquatiques. Chacun de ces effets peut avoir un impact sur la vie qui dépend de cette eau. Ces résultats sont en général liés au temps pendant lequel l'eau est bloquée dans la retenue. Les effets les plus importants peuvent se produire lorsqu'une retenue est créée et que la végétation et le sol submergés se décomposent, réduisant la quantité d'oxygène dans l'eau de la retenue. L'eau désoxygénée peut être mortelle pour les poissons en aval.

#### *D. Une réduction de la biodiversité, due à la limitation des mouvements organiques et aux changements A, B et C mentionnés ci-dessus.*

L'une des conséquences environnementales les plus importantes des barrages est peut-être le fait qu'ils ont tendance à fragmenter les écosystèmes des fleuves, en isolant les espèces vivant en amont et en aval du barrage et en empêchant les migrations et autres mouvements, avec souvent un impact important sur les populations de poissons.

### 5.4.2. Impacts dûs à l'exploitation du barrage

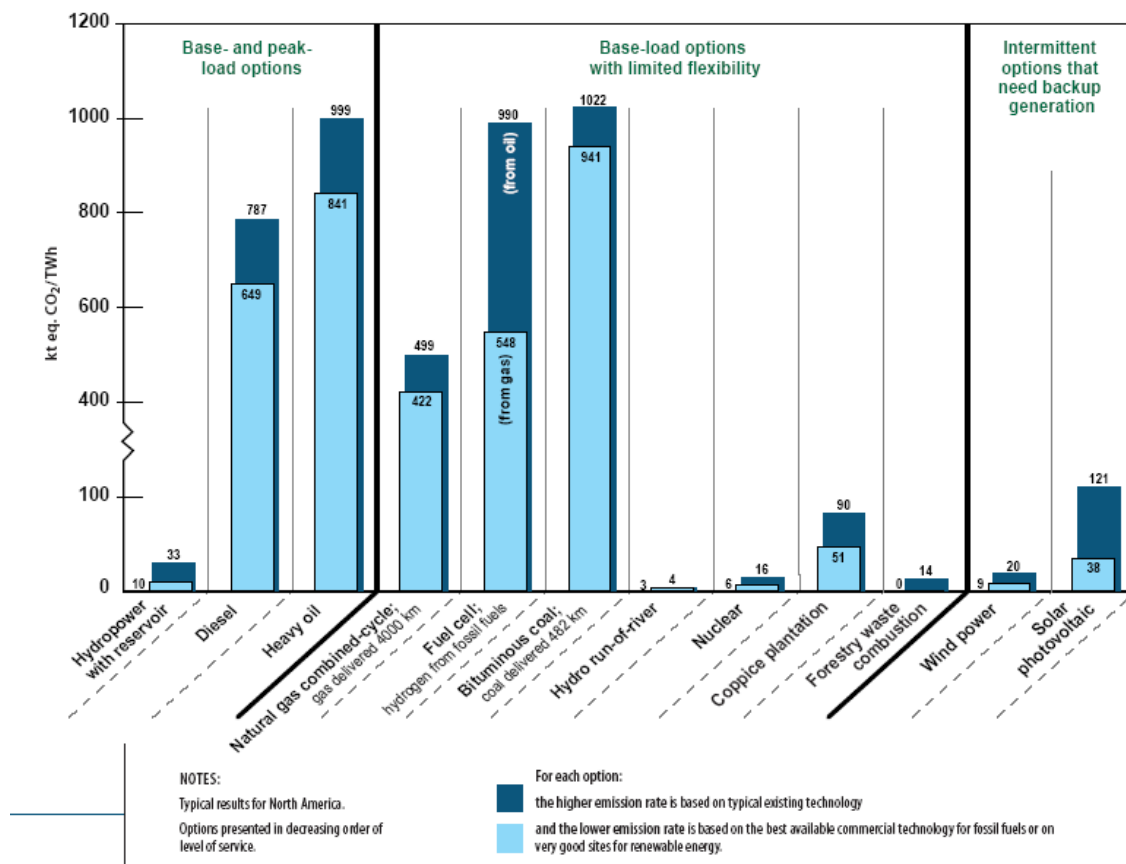
Les impacts de ces changements sont accrus par les changements dans l'écoulement des fleuves en aval, qui sont dûs à l'exploitation normale des barrages. Ces changements, que ce soit dans l'écoulement global du fleuve, dans les flux saisonniers ou à court terme, et même dans les variations horaires, génèrent tout un tas d'impacts dans les fleuves. Ceci parce que la vie dans les rivières est en général étroitement liée

à la nature de l'écoulement. Toute interruption de cet écoulement, par conséquent, ne peut qu'avoir des impacts importants.

### 5.4.3. Barrages et changement climatique

Il a souvent été avancé, par les partisans des barrages, que ceux-ci offrent d'importants bénéfices environnementaux en réduisant le besoin d'autres sources d'électricité, comme les centrales à combustibles fossiles qui génèrent des gaz à effet de serre (GHG), et contribuent donc positivement au problème du changement climatique. Cependant, ces dernières années, plusieurs rapports ont conclu que les retenues hydroélectriques étaient en elles-mêmes des sources majeures de GHG. Ceci a fait l'objet de débats animés<sup>64</sup>. Des recherches internationales en cours confirment que le facteur d'émission de GHG des centrales hydros est sensiblement inférieur à celui des centrales à combustibles fossiles, si l'on prend en compte les émissions nettes des retenues. Des initiatives actuelles comprennent l'analyse, la validation et la standardisation de diverses techniques de mesure et d'efforts pour obtenir un plus large consensus sur le processus de détermination du budget carbonique du bassin fluvial.<sup>65</sup> En se basant sur l'estimation du cycle de vie des diverses technologies de génération, l'hydroélectricité s'est révélée produire moins d'émissions de GHG que les autres options, Fig. (5.5).<sup>66</sup>

Fig. (5.5): Emissions de GHG des technologies de génération de l'électricité



<sup>64</sup> Rosa, Luiz Pinguelli, Roberto Schaeffer, Marco Aurelio dos Santos, "Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases?" *Environmental Conservation*, 1996,

<sup>65</sup> IEA, Key World Statistics 2004

<sup>66</sup> Luc Gagnon, Direction – Environnement, January 2003

L'expérience internationale dans la conception de projets hydroélectriques et la gestion de leurs impacts environnementaux a identifié d'autres considérations environnementales majeures :

- Intégrer la préservation de la biodiversité et de la productivité dans le concept du projet ;
- Optimiser les régimes d'écoulement en aval d'une retenue ;
- Améliorer les passages pour les espèces migratoires de poissons ;
- Améliorer la gestion de la sédimentation dans les retenues ;
- Limiter les problèmes de qualité de l'eau par une bonne sélection du site ; et
- Gérer les problèmes d'eutrophisation et de contamination de l'eau durant l'exploitation.

## 5.5. Impacts sociaux de l'hydroélectricité

Des impacts socio-économiques et les bénéfices associés aux projets hydroélectriques, particulièrement dans les pays souffrant d'instabilité politique, des besoins en eau opposés et la pénurie des ressources sont toujours un gros problème mondial. Les problèmes socio-économiques comprennent :

- Une mauvaise gestion des déplacements involontaires des populations et la perte des moyens d'existence et des traditions, particulièrement pour les groupes indigènes culturellement vulnérables qui sont fortement dépendants des terres localement disponibles et des ressources naturelles;
- Fortes incidences des maladies dues à l'eau ou de comportement, notamment chez les communautés vulnérables; et
- Faible retour du développement économique régional et redistribution inadéquate des bénéfices du projet aux communautés touchées.

Surtout, les barrages ont entraîné le déplacement de millions de personnes. Dans la grande majorité des cas, le bien-être économique et la santé des populations touchées ont décliné après la délocalisation.

Les barrages peuvent aussi causer quantité d'autres impacts humains. Diverses maladies se sont répandues en résultat direct des projets de barrages. Les vastes zones d'eau calmes créées par les retenues des barrages ou les projets d'irrigation offrent un habitat rêvé pour les parasites aquatiques, comme les moustiques, qui donnent la malaria, qui s'est répandue et touche maintenant environ 300 millions de personnes.

Pour diverses raisons, les impacts des barrages sont souvent ressentis de façon différente par les femmes. Les compensations financières offertes aux personnes déplacées sont le plus souvent remises aux hommes, et transforment les biens collectifs de la famille en cash disponible détenu par l'homme. Les femmes sont aussi plus dépendantes des ressources communes éliminées par les projets de barrages et plus vulnérables à la dépression sociale et culturelle qui touche fréquemment les communautés forcées de se délocaliser.

Cependant, il est devenu de plus en plus commun de chercher la participation du public dès les premières étapes d'un projet. Si le projet est considéré comme une bonne opportunité pour la communauté, les personnes touchées pourront profiter d'un meilleur niveau de vie grâce aux développements d'infrastructures associés, comme la

fourniture d'eau et les services de santé. Des efforts concertés ont été entrepris dans ce sens au Laos, en Ouganda, en Inde, en Chine, au Japon et au Brésil<sup>67</sup>.

## 5.6. Hydroélectricité, pour aller de l'avant

Les débats sur l'hydroélectricité et les barrages sont à la fois émotionnels et, dans une certaine mesure, contre-productifs. Il n'existe pas de solution unique valable pour tous les cas de figure. Le monde est rempli de conditions climatiques, physiques, sociales, économiques et environnementales différentes. Les pays varient dans leurs capacités institutionnelles, techniques et de gestion, dans les cadres législatifs de leur développement. Ce qu'il faut, c'est une approche systématique, où les grands objectifs du développement de l'énergie et de l'eau sont identifiés dans le contexte du développement durable. La meilleure alternative disponible pour atteindre ces objectifs pour la zone en question doit alors être choisie. Les solutions doivent être adaptées et varieront d'une zone à l'autre et, même, sur une même zone au fil du temps. Les solutions peuvent comprendre la construction de stations hydroélectriques ou tout autre projet alternatif d'énergie.

Le principal problème auquel se heurtent les pays en voie de développement d'Asie, d'Afrique et d'Amérique Latine n'est pas de savoir si les grands barrages joueront un rôle important dans le futur, mais plutôt si nous pouvons les planifier, les concevoir et les construire là où ils sont nécessaires. Ceci permettrait d'assurer que les performances en termes économiques, sociaux et environnementaux peuvent être maximisées et que leurs effets contraires peuvent être minimisés, et si nous pouvons nous assurer, en même temps, que ceux qui auront à payer pour leur construction en seront effectivement les bénéficiaires. Ceci ne sera pas aisé à accomplir, mais ça n'en est pas moins une tâche essentielle<sup>68</sup>.

Pour évaluer les fournitures d'énergie du futur, les politiques mettant l'accent sur la durabilité et maximisant l'utilisation de l'énergie renouvelable pour répondre aux besoins futur sont très souhaitables. Le monde ne peut se permettre d'écarter la moindre forme d'énergie renouvelable du mélange de fournitures.

Pour s'occuper de ce 'débat' sur les barrages, la Commission Mondiale des Barrages (WCD)<sup>69</sup> a été créée et financée par la Banque Mondiale et la World Conservation Union. Ses douze commissaires ont été choisis principalement dans des groupes représentatifs d'opinions favorables et contraires aux barrages dans le monde des ressources aquatiques et de la durabilité. Ils ont disposé de deux ans pour examiner l'efficacité du développement et les impacts environnementaux et sociaux des barrages et pour publier leurs conclusions et recommandations, y compris des directives pour le développement futur des barrages.

Le rapport de la WCD<sup>70</sup> a été présenté à Londres le 18 novembre 2000. En résumant les problèmes qu'il soulevait, Nelson Mandela, ancien président de l'Afrique du Sud, a déclaré que dans la question des barrages "le problème, ce ne sont pas les barrages.

<sup>67</sup> IEA, Key World Energy Statistics 2004

<sup>68</sup> Asit K. Biswas, International Journal of Water Resources Development, March 2004

<sup>69</sup> www.dams.org

<sup>70</sup> The World Commission of Dams, Dams and Development: A New Framework for Decision Making', 2000

C'est la faim. C'est la soif. C'est l'obscurité des ghettos. Ce sont les ghettos et les huttes rurales sans eau courante, sans lumière, sans sanitaires."

L'Accord d'Implantation Hydroélectrique de l'IEA<sup>71</sup> a récemment conclu une étude de cinq ans sur 'L'hydroélectricité et l'environnement'. L'étude analysait virtuellement tous les aspects environnementaux de l'hydroélectricité et offre une longue liste de recommandations s'attaquant aux problèmes du développement de l'hydroélectricité et proposant des solutions pour un développement futur. L'analyse couvrait les impacts et l'environnement sociaux, culturels et économiques. Prenant en compte les ramifications potentielles du développement, le rapport propose qu'une approche globale soit adoptée dans la planification, à la fois pour les projets existants et pour les futurs projets d'hydroélectricité. Ces recommandations, prises dans leur ensemble, pourraient former la base des directives pour le développement et la gestion des projets d'hydroélectricité.

- Le besoin d'un cadre pour les politiques de l'énergie

Les Etats doivent développer des politiques de l'énergie qui définissent clairement des objectifs rationnels concernant le développement de toutes les options de génération d'électricité, y compris l'hydroélectricité, d'autres sources de renouvelables et des mesures de conservation et d'efficacité de l'énergie.

- Les contraintes pour une procédure de prise de décision

Les parties prenantes doivent établir une procédure d'estimation équitable, crédible et efficace au plan environnemental, qui prenne en compte les intérêts des gens et de l'environnement dans le cadre d'un planning prévisible et réaliste. Le processus doit s'attacher à atteindre les meilleures décisions possibles dans une période de temps donnée.

- Une comparaison des alternatives de projets hydroélectriques

Les concepteurs des projets doivent inclure des critères environnementaux et sociaux lorsqu'ils comparent les différents projets, afin d'éliminer les alternatives inacceptables le plus tôt possible dans le processus de planification.

- Améliorer la gestion environnementale des centrales hydroélectriques

La conception du projet et son exploitation doivent être optimisées en assurant la gestion appropriée des projets environnementaux et sociaux tout au long du cycle du projet.

- Partage des bénéfices avec les communautés locales

Partager les bénéfices au plan local avec les communautés locales, à la fois à court terme et à long terme<sup>72</sup>.

---

<sup>71</sup> IHA, Hydropower and the World's Energy Future, 2000

<sup>72</sup> <http://www.ieahydro.org/Bur-Recl-web/hydronet.htm>

**Le Fleuve Congo pour sortir l'Afrique de la pauvreté**

**Nairobi, 24 février 2005** - Des plans pour exploiter la puissance du grand fleuve Congo et fournir de l'électricité sont en cours d'étude au sein de l'une des plus grandes compagnies africaines de l'énergie.

Le projet, qui se concentrera d'abord sur les Inga Rapids, a pour but ultime de générer toute l'électricité nécessaire à l'industrialisation du continent africain.

M. Khoza, Président de la compagnie d'énergie Eskom Holdings, basée en Afrique du Sud, a déclaré : "L'Afrique a un besoin urgent d'énergie pour sortir sa population de la pauvreté et permettre un développement durable. Le fleuve Congo offre d'extraordinaires opportunités pour atteindre ce but. Nous avons calculé que l'hydroélectricité du Congo pourrait générer plus de 40 000 mégawatts, c'est-à-dire assez pour permettre l'industrialisation de toute l'Afrique, avec la possibilité de vendre le surplus à l'Europe du sud."

Il a déclaré que l'idée avait été suggérée dans le passé, mais qu'elle avait aujourd'hui acquis un véritable élan politique grâce au Nouveau Partenariat pour le Développement de l'Afrique (NEPAD).

Il a précisé que les plans envisageaient des travaux d'ingénierie qui détourneraient l'eau du fleuve pour l'amener dans des turbines électriques, avant de la rejeter ensuite dans le Congo.

Au moins la moitié, sinon plus, de l'électricité peut être produite de cette façon, ce qui, selon Eskom, rend le projet viable au plan environnemental.

Il a également été reconnu que le projet Congo entrerait parfaitement dans le cadre des projets de compensation au carbone qui sont menés conformément au Protocole des Mécanismes de Développement Propres.

*Source : UNEP Press Release, Nairobi, February 2005*

## Chapitre 6: Estimation de l'expérience africaine dans l'intégration régionale de l'électricité

### 6.1 Introduction

Les accords conclus au sein du Pool Électrique de l'Afrique Australe (SAPP), le premier et seul pool électrique régional opérationnel en Afrique, ont évolué d'arrangements mal définis de mise en commun, dominés par des contrats bilatéraux à long terme entre des installations verticalement intégrées, vers un pool compétitif, dans lequel les contrats bilatéraux sont complétés par le marché à court terme de l'énergie (marchés au comptant). Les modalités de la plupart de ces accords sont demeurées inchangées depuis des années et n'ont pas été adaptées pour répondre à la nouvelle façon de procéder dans une industrie de l'électricité restructurée. Récemment, des transactions ont eu lieu dans un marché de l'énergie à court terme au sein d'un pool électrique régional, en l'occurrence le marché de l'énergie à court terme (STEM) du SAPP. Ainsi, le SAPP a été créé à l'origine comme une "association d'installations électriques verticalement intégrées", représentant douze pays membres de la Communauté de Développement de l'Afrique Australe (SADC). La plupart de ces installations étaient déjà interconnectées et ont maintenu une longue tradition d'étroite collaboration dans l'échange d'électricité.

En conséquence, la mise en place et l'exploitation du SAPP peuvent être considérées comme un succès majeur et un bon exemple d'une coopération et d'une intégration régionale de l'électricité réussies. Il sert de modèle aux autres pools électriques régionaux en Afrique.

Ce chapitre met l'accent sur les problèmes inhérents aux interconnexions électriques régionales, particulièrement en Afrique. Le SAPP a été choisi car c'est le seul pool électrique opérationnel du continent africain. Le but est de tirer des leçons qui pourraient profiter aux interconnexions régionales d'électricité actuellement prévues en Afrique, notamment dans la liste prioritaire du Nouveau Partenariat pour le Développement Africain (NEPAD). En particulier, l'interconnexion entre l'Algérie et l'Espagne a été choisie en tant que bénéficiaire potentielle des expériences du SAPP.

### 6.2 Contexte historique

L'expérience du développement et de l'exploitation de pools électriques sélectionnés en Europe et aux États-Unis montre que les arrangements de mise en pool de l'électricité ont, pour la plupart, évolué de simples interconnexions entre des installations voisines pour se prêter main forte en cas de problème, vers des entités plus sophistiquées au plan juridique, avec des responsabilités différentes dans l'exploitation du système et dans la régulation du marché de l'électricité.

En Afrique, la coopération pour établir des interconnexions transfrontalières et des échanges d'électricité remonte aux années 1950. L'Algérie et la Tunisie furent les premières à relier leurs réseaux électriques au début des années 1950, et une ligne fut établie en 1958 pour relier Nseke, au Congo Belge (République Démocratique du Congo) à Kitwe, en Zambie, pour fournir de l'électricité à la mine de cuivre de Zamibia. Ceci fut suivi de nombreuses interconnexions, liées pour la plupart au développement des grands projets hydroélectriques comme : l'interconnexion des

réseaux du Kenya et de l'Ouganda depuis la centrale électrique d'Owen Falls, l'interconnexion des réseaux de la Zambie et du Zimbabwe depuis la centrale de Kariba Sud, l'interconnexion du réseau du Ghana vers le Togo-Bénin via la Communauté Électrique du Bénin (CEB) depuis la centrale d'Akosombo, l'interconnexion de la République Démocratique du Congo (DRC) depuis la centrale d'Inga Falls, et l'interconnexion de la Côte d'Ivoire vers le Ghana pour la fourniture d'électricité depuis la centrale d'Akosombo.

### **6.3 Connexions transfrontalières : le pool d'Afrique Australe (SAPP)**

Les entités liées par des accords de coordination pour l'exploitation des installations de génération et des réseaux de transmission, en un seul système, peuvent être considérées comme un 'pool électrique'. Un tel pool fait référence à un accord entre deux (ou plus) systèmes électriques interconnectés qui sont exploités pour fournir du courant de la façon la plus fiable et économique pour leurs contraintes de charge respectives. Mettre en pool la capacité totale de production de toutes les centrales facilite la répartition des excédents d'un système vers un autre. C'est pourquoi un pool électrique est aussi défini comme un accord où les productions des diverses centrales sont 'rassemblées', planifiées selon l'augmentation des coûts marginaux, selon les caractéristiques techniques, et réparties selon cet 'ordre de mérite' pour répondre à la demande. Selon cette définition, les centrales d'un pool sont supposées atteindre une plus grande efficacité en choisissant le mix le moins coûteux de génération et de transmission, en coordonnant la maintenance des centrales et en partageant les contraintes de réserves d'exploitation.

Le SAPP a été créé en août 1995 quand une majorité des pays membres de la Communauté pour le Développement de l'Afrique Australe (SADC) signa un accord inter-gouvernemental. Peu après, un autre accord, inter-centrales, fut signé par les centrales nationales des pays du SADC signataires de l'accord précédent, les membres du SAPP étant limités aux installations nationales des douze membres de la SADC. Les douze membres du SAPP sont listés dans le Tableau (6.1).



**Table (6.1): Membres du SAPP**

<b>Pays</b>	<b>Entité</b>	<b>Statut</b>
Afrique du Sud	South Africa's Electricity Supply Commission (Eskom)	Opérationnel
Angola	Empresa Nacional de Electricidade (ENE)	Non-Opérationnel
Botswana	Botswana Power Corporation (BPC)	Opérationnel
Congo (République Démocratique du)	Société Nationale d'Electricité (SNEL)	Opérationnel
Lesotho	Lesotho Electricity Supply Commission (LEC)	Opérationnel
Malawi	Electricity Supply Commission (ESCOM)	Non-Opérationnel
Mozambique	Electricidade de Moçambique (EDM)	Opérationnel
Namibie	Namibia Power (NamPower)	Opérationnel
Swaziland	Swaziland Electricity Board (SEB)	Opérationnel
Tanzanie	Tanzania Electricity Supply Company (Tanesco)	Non-Opérationnel
Zambie	Zambia Electricity Supply Corporation (ZESCO)	Opérationnel
Zimbabwe	Zimbabwe Electricity Supply Authority (ZESA)	Opérationnel

Certains des membres du SAPP n'étant pas encore connectés au réseau, les membres sont divisés en membres opérationnels et non-opérationnels. Les opérationnels sont les membres dont les installations participent à l'exploitation du pool électrique. Les membres non-opérationnels, comme l'ENE angolaise, l'ESCOM du Malawi et la TANESCO de Tanzanie, participent à toutes les activités, sauf celles liées à l'exploitation du pool. Compte tenu de l'activité croissante des producteurs indépendants d'électricité (IPP) et des projets de transmission indépendants (ITP), il a été jugé nécessaire de donner au moins aux nouveaux arrivants sur le marché de l'énergie régionale un statut d'observateur. Ainsi, un observateur peut être une entité au sein de la région du SADC (mais pas une centrale électrique nationale) ou une centrale électrique ne faisant pas partie de la SADC.

### **6.3.1. La gouvernance du SAPP**

Le SAPP peut être défini comme une "association de 12 pays membres représentés par leur entité respective gérant l'électricité et organisés dans le cadre de la SADC", et il est basé sur des accords plus que sur la loi. Le SAPP est gouverné par quatre accords : le Mémoire Inter-Gouvernemental (MOU) qui a permis la création du SAPP ; le Mémoire Inter-Entités qui a défini la gestion de base et les principes d'exploitation du SAPP ; l'Accord entre les membres exploitants, qui a fixé les règles spécifiques d'exploitation et de tarification ; et les Directives d'Exploitation, qui définissent les standards et les règles d'exploitation.

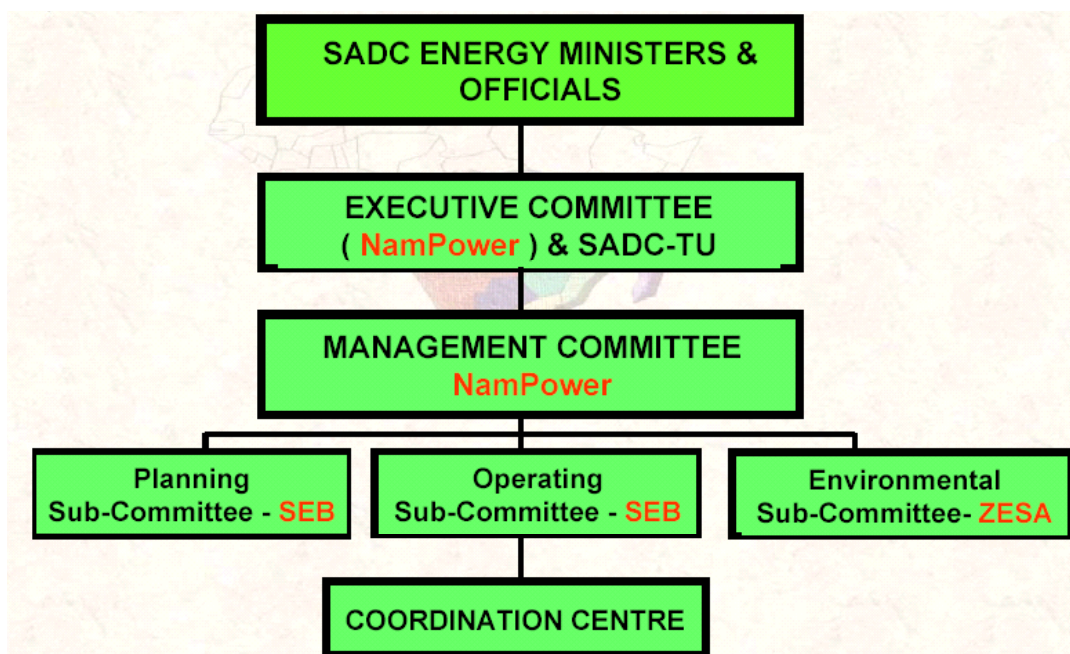
Le Mémoire Inter-Gouvernemental (MOU) stipule que les accords passés par le SAPP doivent être interprétés conformément au traité de la SADC et que l'instance finale de résolution des différends est le Tribunal de Résolution des Conflits de la SADC. Les Ministres de l'Énergie ont la responsabilité de résoudre les problèmes politiques majeurs au sein du SAPP et d'admettre de nouveaux membres dans le pool.

Le SAPP est dirigé par la Commission Exécutive, qui remplit le rôle d'un Conseil d'Administration, et par une Commission du Management qui surveille

l'administration du pool. Trois sous-commissions sont placées sous la direction de la Commission du Management : la sous-commission du planning (qui s'occupe d'examiner les marges de commercialisation chaque année et de fixer un plan d'expansion biannuel du SAPP), la sous-commission d'exploitation et son centre de coordination associé, et la sous-commission de l'environnement. Le centre de coordination est responsable, notamment, de la mise en œuvre de la plupart des activités de pilotage du pool, de planifier et d'entreprendre des études, de déterminer les limites de transfert sur les lignes directes, de gérer une base de données régionale, de communiquer les plannings de maintenance, de fournir un avis technique et de rechercher des financements pour ses besoins, Fig. (6.1)

Le SAPP est conçu pour fonctionner "souplement". Chaque entité a toute autorité et responsabilité sur son propre système de génération et de transmission. Cependant, un centre de coordination situé à Harare, au Zimbabwe, pilote l'adéquation des diverses entités avec les diverses règles d'exploitation et administre un marché à court terme de l'énergie, qui a démarré en 2001. C'est un marché au jour le jour pour l'échange du surplus d'énergie à bas prix. Les pools souples mettent l'accent sur l'échange continu d'informations de façon à maximiser à la fois les bénéfices économiques et de fiabilité du commerce, et l'autonomie du système. Les pools souples peuvent fournir des services centraux, dont : la production de données continues en temps réel adaptées à la génération et à la demande, développer des plans indicatifs d'expansion et mettre en place des procédures d'urgence. Les pools souples définissent également les standards détaillés de conception et d'exploitation pour assurer la sécurité du système, sa fiabilité et pour faciliter le commerce.

**Fig. (6.1): Structure du SAPP**



Source : Dr. Lawrence Musaba, *Assessment of Power Pooling Arrangements in Afrique*, Addis Ababa, Ethiopia JUNE 24-26 2003

### 6.3.2. Les accords de pool du SAPP

Les statuts du SAPP définissent le but de pool comme étant de permettre à ses membres de coordonner le planning et l'exploitation de leurs systèmes tout en maintenant la fiabilité, l'autonomie et l'auto-suffisance et de partager les bénéfices

d'exploitation du pool, de la réduction des installations et des réserves de génération nécessaires, de la réduction des coûts de combustibles et de l'utilisation optimisée de l'énergie hydroélectrique. Les objectifs comprennent : réduction des investissements et des coûts d'exploitation et accroissement de la fiabilité des fournitures en offrant des opportunités pour coordonner l'installation et l'exploitation des installations de génération et de transmission. Selon les statuts du SAPP, chaque membre doit remplir ses obligations de capacité, la contrainte étant que chaque producteur ait les capacités suffisantes pour répondre à la pointe mensuelle prévue. Chaque membre est également tenu de fournir de l'énergie de secours pendant au plus six heures, de fournir un service de contrôle automatique de la production dans sa zone de contrôle, de permettre des substitutions d'équipements dans son système là où cela est faisable techniquement et économiquement, de soumettre des programmes de maintenance, de fournir les informations et les coûts liés aux installations de production thermique et de contribuer aux coûts du centre de coordination.

Un élément-clé dans l'exploitation du pool est l'accord de tarification du SAPP, définis dans treize programmes détaillés dans les accords d'exploitation. Ces programmes couvrent quatre grands types de transaction : contrats de fourniture garantie à durée variable ; contrats de fournitures non garanties à partir de réserves de génération variables ; services d'énergie de secours et de contrôle de zone ; programmes d'arrêts programmés, opérations de comptage et de secours mutuel.

### **6.3.3. Opérations de marché au sein du SAPP**

Au sein du SAPP, le commerce transfrontalier de l'électricité régionale est régi par des accords de coopération bilatéraux, généralement à long terme. Depuis avril 2001, le Marché de l'Énergie à Court Terme (STEM) a été introduit et il est conçu pour travailler au-dessus des contrats bilatéraux à long terme. La principale caractéristique du STEM pour le partage de l'électricité est que les ressources disponibles sont partagées à parts égales entre tous les demandeurs d'énergie qualifiés. Cette répartition de l'énergie est basée sur la demande et sera bientôt remplacée par un système basé sur les coûts.

### **6.3.4. Les défis du SAPP**

Si les performances du SAPP en termes d'exploitation et d'efficacité des accords de pool peuvent être considérées comme satisfaisantes, il existe un certains nombres de défis auxquels le SAPP a dû faire face depuis le début. Ces défis comprennent :

- La langue de communication – les membres du SAPP parlent différentes langues : anglais, français et portugais. Il en est résulté quelques difficultés dans l'exploitation et la communication.
- Le cadre légal – les pays membres du SAPP ont eu des législations différentes. Les agences réglementaires nationales se développant et commençant à asseoir leur autorité, il y a un risque qu'elles ne soient pas suffisamment sensibles aux besoins du marché régional, ce qui constituerait un obstacle commercial. Une instance réglementaire régionale doit être créée de toute urgence pour s'occuper de problèmes comme : règles d'accès au réseau de transmission, tarification de la transmission, favoriser la compétition, stimuler le commerce régional et les incitations pour le développement du système de transmission régional.

Les défis actuels et futurs comprennent :

- Réformes et restructuration du secteur de l'électricité – à cause des réformes et restructurations effectuées dans les états membres, les installations des membres peuvent cesser d'exister sous leur forme actuelle.
- Le gouvernement et l'adhésion au SAPP étaient issus, à l'origine, du désir de coopération économique. Le contexte socio-économique et politique dans lequel le SAPP évolue aujourd'hui a changé de façon importante.
- Pool compétitif contre pool coopératif – Le SAPP doit relever le défi de passer d'un pool coopératif à un pool compétitif et, au bout du compte, à un marché au comptant.
- Interconnexions du SAPP – Le SAPP devra interconnecter tous ses membres dans le réseau. Il existe un besoin d'investir dans des lignes à haute tension sur le réseau interconnecté pour permettre d'accroître les transactions sur le STEM, et donc d'accélérer la transition vers le marché au comptant régional.
- Développement d'une approche cohérente sur l'accès aux capacités de transmission dans la région. C'est un défi majeur qui se pose au SAPP, dû à l'intérêt accru que montrent les producteurs d'électricité et les projets de transmission indépendants à investir dans la région. Afin de relever ce défi, le SAPP devra trouver le moyen de financer des extensions et d'harmoniser les réseaux existants des douze états membres. Le succès du SAPP, dans une large mesure, dépendra de sa capacité à trouver des moyens financièrement viables et durables d'arriver à cela.
- Capacité de génération – Le plan d'expansion de la capacité de génération du SAPP doit démarrer en 2008-9. Si on n'investit pas maintenant, la région va connaître de sérieux problèmes.

## 6.4 Les leçons à retenir

Le Pool Electrique de l'Afrique Australe (SAPP) étant le seul pool électrique fonctionnant en Afrique, plusieurs leçons peuvent être tirées de son développement et de son exploitation. En 2002, la Commission Economique de l'ONU pour l'Afrique (ECA) a publié un rapport intitulé "Estimation des arrangements de pool électrique en Afrique"<sup>73</sup>, dont on peut retenir plusieurs leçons. Ces leçons sont :

### 6.4.1 Evolution des interconnexions bilatérales au Pool Electrique Régional

En Afrique, le pool électrique à travers la mise en place de pools électrique régionaux est un phénomène récent, même si les interconnexions transfrontalières et les échanges bilatéraux d'électricité entre pays remontent aux années 1950. Une caractéristique-clé de ces accords bilatéraux est qu'ils ont été signés entre des entités verticalement intégrées, accomplissant simultanément les trois fonctions principales de génération, transmission et distribution. Les accords régissant ces échanges d'électricité inter-centrales ne s'occupaient pas de coordonner les plannings des expansions des capacités de génération de façon à maintenir et à améliorer la fiabilité du système interconnecté. En conséquence, les centrales étaient reliées entre elles par

<sup>73</sup> Les leçons tirées de l'expérience SAPP sont principalement basées sur les conclusions de cette étude

de simples interconnexions et les accords bilatéraux de fourniture d'électricité ne formaient pas de véritables pools. Cependant, ces accords bilatéraux ont eu le mérite d'aider à amener la confiance parmi les parties contractantes, et ont donc fourni la base pour la création de pools régionaux d'électricité.

#### **6.4.2. Volonté politique et engagement**

Pour matérialiser toute proposition d'interconnexion électrique transfrontalière, les partenaires concernés et les investisseurs doivent faire face à de sérieux problèmes techniques et non-techniques. La coopération régionale et la reconnaissance d'un certain niveau de dépendance mutuelle relativement au développement des ressources d'énergie seront nécessaires. La volonté et le soutien politiques deviendront de plus en plus importantes au fur et à mesure que les parties se pencheront sur ces problèmes.

Le recouvrement des factures d'importations d'électricité constitue l'un des problèmes majeurs des accords commerciaux bilatéraux d'électricité. Un exemple en est le litige sur le règlement des factures en souffrance de la VRA ghanéenne pour la CIE (qui totalisaient 35 millions de dollars US à fin juin 2002). Cependant, les contrats signés entre l'IPP et le gouvernement de la Côte d'Ivoire étant du type "acheteur exclusif", la CIE a continué à fournir de l'électricité à la VRA, tout en attendant une intervention politique pour le règlement de ses factures en suspens pour les importations de VRA.

Les accords du SAPP intègrent le traité SADC, le tribunal de résolution des litiges de la SADC, les ministres de l'énergie de la SADC et l'Unité Technique et Administrative. La SADC et sa devancière, la Conférence de Coordination du Développement de l'Afrique Australe, ont servi de référence pour la promotion de l'intégration régionale, en facilitant les investissements dans les projets (comme les projets d'interconnexion) qui permettaient d'accroître le commerce régional de l'électricité. L'élan vers l'intégration régionale, y compris un commerce accru de l'électricité, a ensuite été renforcé par l'émergence de gouvernements plus démocratiques dans plusieurs pays et par l'arrêt des hostilités dans d'autres. Avoir au moins un pays ou un partenaire (par exemple l'Afrique du Sud) agissant comme un pilote, ou un champion encourageant les parties plus passives a énormément aidé.

#### **6.4.3. Le régime réglementaire**

Les agences réglementaires nationales se développant et commençant à asseoir leur autorité, le risque existe qu'elles ne soient pas suffisamment au fait des besoins du marché régional. L'expérience d'autres pays montre que même si un pool peut fonctionner là où les régimes réglementaires diffèrent, comme c'est le cas parmi les pays du SAPP, les opportunités de tirer profit de la situation, en raison des différences des systèmes réglementaires, peuvent saper la volonté des membres de participer. Les réglementations au niveau national doivent être soigneusement définies pour que la juridiction de l'agence soit correctement définie, dirigée et contrôlée, de façon à éviter les obstacles réglementations au commerce. Bien que le centre de coordination du SAPP ait joué un rôle-clé dans la réglementation technique et ait mené diverses études sur les systèmes d'exploitation, notamment les charges de transmission et autres problèmes d'accès au réseau, le besoin existe toujours d'une organisation de la réglementation régionale pour traiter les questions de tarification de l'énergie et résoudre les litiges. En fait, les instances réglementaires en sont à des niveaux différents de développement dans la plupart des pays membres du SAPP, et les Ministres de l'Énergie de la SADC ont approuvé la création de l'Association de Régulation de l'Électricité Régionale (RERA) lors de leur réunion Kinshasa, en juin 2001. Une agence régionale indépendante de régulation doit superviser la création

d'un système performant pour la résolution de litiges et le renforcement des règles; créer une communication efficace avec les gouvernements des états membres, les régulateurs et les entités ; renforcer les règles techniques standards pour la gestion du commerce sur les réseaux interconnectés ; et examiner les transactions d'énergie en gros pour analyser l'efficacité et surveiller la vulnérabilité aux conduites anti-concurrence.

#### **6.4.4 Existence d'un mécanisme de résolution des litiges**

L'accès au réseau de transmission est ouvert à tous les membres du SAPP et aux producteurs indépendants (IPP) dans la région de la SADC. Les frais de transmission, cependant, sont payables par l'acheteur d'électricité. Un taux de transmission provisoire de 7,5% du prix de l'énergie a été fixé par la Commission Exécutive du SAPP et a permis de remarquables échanges transfrontaliers d'électricité dans le cadre d'accords bilatéraux dans la région. Ce taux provisoire doit être remplacé par des frais de transmission basés sur la méthode du MW-km. L'application du taux provisoire a souvent conduit à des litiges sur les modalités de partage des revenus de transmission. Cela a été le cas pour le litige entre la Botswana Power Corporation (BPC) et l'Autorité de Fourniture d'Electricité du Zimbabwe (ZESA), relatif au partage adéquat des revenus de transmission pour l'électricité circulant entre la ZESA et Eskom, dont une portion passe par le système 220/132kV de BPC. Il a été convenu qu'environ 8% du courant passant entre ZESA et Eskom seraient soumis à une taxe de transmission encaissée par BPC.

La réussite de l'intégration régionale des systèmes électriques nécessite un cadre pour les transactions, des accords sur les systèmes d'exploitation, un système de tarification pour l'utilisation des infrastructures de transmission et l'admission de principes et de procédures pour la résolution des litiges. Un cadre juridique acceptable ou un accord juridique contractuel entre les membres doit être mis en place. Dans le cadre de l'accord juridique, un mécanisme de résolution des litiges doit être clairement identifié et des procédures d'arbitrage doivent également être incluses. Les membres doivent être encouragés à respecter les accords.

#### **6.4.5 Développement de l'infrastructure du pool**

Améliorer la fiabilité des fournitures au sein d'un système interconnecté implique, entre autres, qu'il y ait une capacité de génération et de transmission disponible pour répondre aux besoins présumés des clients en électricité, en plus de réserves en cas d'imprévu. Les entités et/ou les organisations impliquées dans la production et la transmission d'électricité doivent donc s'assurer que la génération et la transmission de leurs installations sont à même de répondre à la demande. Elles doivent également établir des plannings d'expansion de la génération et de la transmission de façon intégrée et coordonnée.

La plupart des accords bilatéraux d'échange d'électricité entre les entités nationalisées verticalement intégrées sont basés sur la génération d'électricité à bon marché venant de certaines des grandes centrales hydroélectriques. Les entités exportatrices et les producteurs indépendants (IPP) continuent de compter, depuis des décades, sur les seules capacités de génération de ces centrales hydroélectriques, sans envisager aucun nouvel investissement pour l'expansion de la génération. En résultat, certaines entités ont connu des problèmes pour répondre à leurs obligations de fourniture continue de l'électricité à leurs partenaires importateurs.

En outre, la plus importante contrainte du SAPP (et de l'Afrique en général) demeure le besoin de nouvelles infrastructures, pour faciliter les transactions commerciales d'électricité. Un réseau de transmission régional amélioré, avec des lignes à haute tension, augmenterait la fiabilité et la sécurité des fournitures en facilitant la diversification des sources de fourniture, en éliminant les goulots d'étranglement du flux énergétique et donc, en assurant une meilleure gestion des difficultés de transmission. L'un des plus gros goulots d'étranglement pour la transmission de l'électricité en gros du SAPP est la ligne Zambie-DRC, qui limite la capacité de transfert des centrales électriques d'Inga à 210 MW. La Zambie et la DRC doivent mettre à niveau l'interconnexion existante pour permettre aux autres pays de la SADC d'exploiter les fournitures en énergie d'Inga.

Par conséquent, les conditions qui doivent être respectées avant que la pleine coordination d'un pool électrique soit possible, doivent comprendre :

- La nécessité d'un système d'interconnexion lignes directes à haute tension entre les systèmes participants, de façon à bénéficier de la capacité optimale et des transferts d'énergie. Ces interconnexions contribuent également à une fiabilité accrue du système;
- Le besoin d'un centre de contrôle pour coordonner l'exploitation des systèmes des pays membres, de façon à tirer le maximum de bénéfices des lignes à haute tension. Ce centre doit être responsable de la comptabilité et de la répartition des recettes et des dépenses aux systèmes de pays membres, conformément aux principes établis dans l'accord formel selon lequel le pool fonctionne. Il sera responsable de tâches comme la prise en charge de la plupart des activités de contrôle du pool, du lancement d'études d'exploitation et de planning, de déterminer les limitations de transfert sur les lignes directes, de gérer une base de données régionale, de fixer les calendriers de maintenance, de fournir un avis technique et de rechercher des financements pour ses besoins ;
- La nécessité pour les commissions d'avoir un agenda de travail, par exemple :
  - Une commission administrative pour établir la politique et superviser les activités des autres commissions ;
  - Une commission du planning pour coordonner les plannings des principales installations ; et
  - Une commission d'exploitation pour établir les politiques et les procédures de l'exploitation au quotidien et pour planifier les opérations de maintenance des principaux équipements.

#### **6.4.6. L'environnement de l'investissement**

Les entités impliquées dans les accords d'échanges bilatéraux d'électricité ont également continué à voir l'expansion des systèmes d'électricité du point de vue de l'auto-suffisance nationale plutôt que dans une perspective inter-pays. Ceci peut conduire à des contraintes de capacité de génération dues à du sous-investissement dans certains cas, alors qu'il y a sur-investissement dans d'autres cas. L'incapacité à financer l'expansion du pool électrique pourrait être, potentiellement, une sérieuse menace à la durabilité du fonctionnement du pool. Pour le SAPP, 15 milliards de dollars US de nouveaux investissements sont nécessaires d'ici 2006, dont seulement 27% seront auto-financés, le reste devant être obtenu auprès du secteur privé, de la Banque Mondiale et autres agences de développement<sup>74</sup>. Les pays membres doivent

<sup>74</sup> Francis Masawi Transmission Director, ZESA. Chairman, SAPP Management Committee, 1999

faire tous les efforts possibles pour attirer les investissements dans la génération et la transmission d'électricité. D'un autre côté, la réforme du secteur de l'électricité, avec l'autorisation, pour le secteur privé, de participer à l'industrie de la fourniture d'électricité en tant que producteurs indépendants (IPP) peut provoquer une expansion de la génération d'électricité bienvenue. Par exemple, la Côte d'Ivoire a réussi à attirer les investisseurs pour deux projets IPP, ce qui lui a permis d'avoir un excédent de capacités de génération et en a fait un exportateur d'énergie.

Historiquement, le climat économique de l'Afrique n'a pas attiré les investissements directs de l'étranger (FDI). Durant les années 1980, ceux-ci ne représentaient que 2-3% du total pour les pays en voie de développement<sup>75</sup>. Les investissements directs de l'étranger en Afrique sont passés de 11 milliards de dollars US en 2002 à 14 milliards en 2003. La part de la région dans le total des investissements directs tournait aux environs de 2%. De nouvelles opportunités dans le secteur du pétrole, les programmes de privatisation en cours et la mise en place d'initiatives régionales et inter-régionales devraient permettre une légère augmentation des FDI. Ces FDI, en Afrique, se sont surtout limités aux secteurs des ressources naturelles. Les pays producteurs de pétrole, surtout l'Algérie, l'Angola, le Tchad et le Nigeria, en ont été les principaux bénéficiaires. Les FDI en Afrique devraient continuer à augmenter, mais ils devraient être surtout concentrés en Afrique du Sud et dans les pays producteurs de pétrole. Les obstacles, pour les FDI en Afrique, sont nombreux et importants. Selon une analyse des compagnies transnationales, les principales entraves sont la corruption et l'extorsion, 50% des compagnies affirmant que c'est un facteur majeur de dissuasion, Tableau (6.2). Les faibles liens avec les marchés mondiaux, des perspectives politiques incertaines et le manque d'accès au financement sont d'autres entraves sérieuses à l'investissement, notamment en-dehors des secteurs des ressources naturelles. Les pays les plus attractifs pour les FDI sont ceux qui ont de gros marchés, comme l'Afrique du Sud, l'Égypte, le Maroc et le Nigeria, et ceux qui se sont attaqués aux barrières freinant les investissements en améliorant leur environnement commercial, comme le Ghana, l'Éthiopie, Maurice, le Mozambique, la Tanzanie et l'Ouganda, Fig. (6.2).

---

<sup>75</sup> ECA, *Reviving Investment in Africa: Constraints And Policies*, 1995

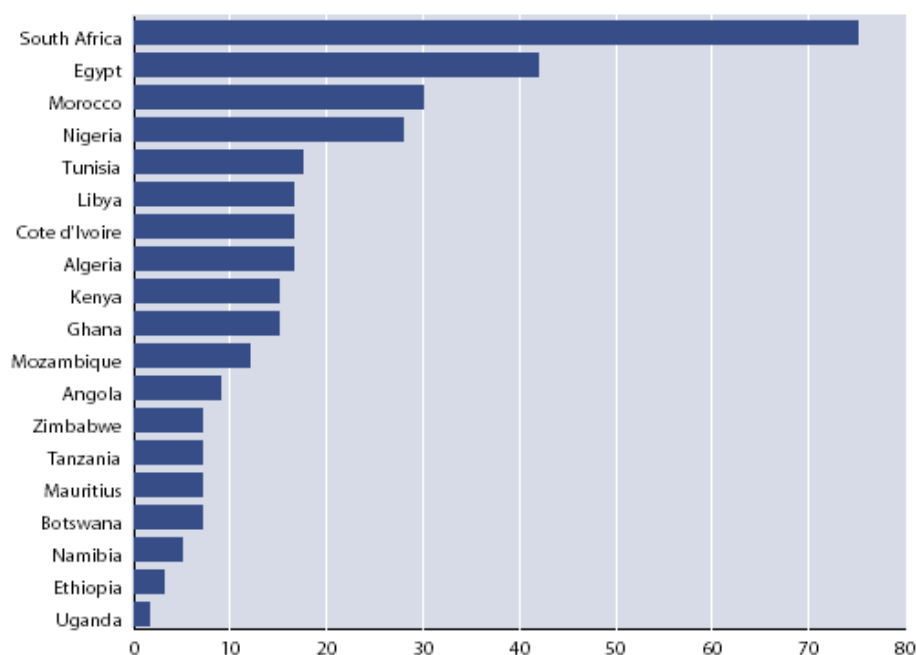


**Tableau (6.2) :**  
*Obstacles to FDI in Africa as perceived by TNCs, 2000-2003 (%)*

Determinants with negative influence on FDI decisions	
Determinants	Share in overall responses (%)
Level of extortion & bribery	49
Access to global markets	38
Political & economic outlook	27
Access to finance	27
Administrative costs of doing business	27
State of physical infrastructure	25
Tax regime	24
Access to low-cost unskilled labour	24
Regulations and legal framework governing FDI	22
Access to natural resources	21
Access to skilled labour	21
Investment incentives	21
Size of local market	17
Profitability of investment	16
Trade policy	14
Access to regional markets	13
Growth of local market	11

Source: ECA, from official sources.

**Fig. (6.2):**  
*Most attractive African countries for FDI as perceived by TNCs, 2000-2003  
 (% share in overall responses )*

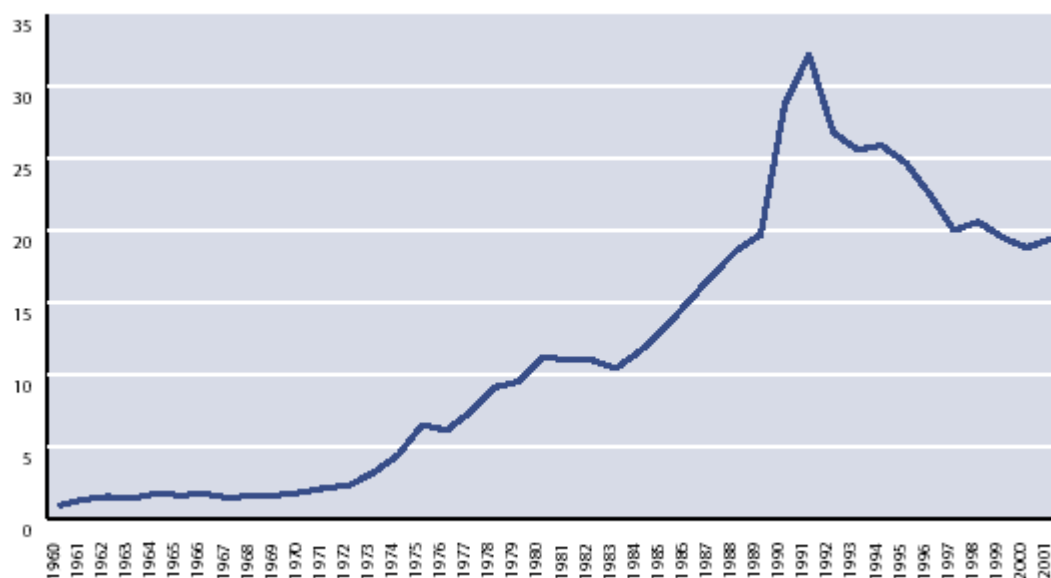


Source: ECA, from official sources

L'Assistance de Développement Outre-mer (ODA) peut aussi contribuer à améliorer les infrastructures en Afrique. Après que l'aide de l'ODA soit tombée à 18,8 milliards de dollars en 2000, elle est remontée à 19,4 milliards en 2001, mettant fin à une longue période de baisse démarrée au début des années 1990, Fig. (6.3). L'Afrique, cependant, devrait recevoir jusqu'à la moitié des fonds additionnels promis à la Conférence de Monterrey, en 2002. En 2001, les contributions multilatérales à l'Afrique ont augmenté de 32% par rapport à l'année précédente. L'Association de Développement International (IDA) de la Banque Mondiale est le plus gros donateur en Afrique et n'a cessé d'augmenter ses contributions depuis 1999. En 2001, l'aide de l'IDA a totalisé 2,3 milliards de dollars, principalement pour l'Afrique sub-saharienne (SSA). Sur le plan bilatéral, le Royaume-Uni a pratiquement doublé son aide à l'Afrique entre 1995 et 2001: environ 96% de son ODA vers l'Afrique était destiné à la SSA en 2001. Les USA ont aussi augmenté leur aide à la SSA depuis 1996, bien que 32% de l'aide américaine à l'Afrique aille à l'Égypte en raison de sa situation géo-stratégique<sup>76</sup>. La plupart des ODA bilatérales vers l'Afrique en 2001 sont allées vers les secteurs sociaux, les ODA destinées aux transports, aux communications et à l'énergie ayant baissé de 48% depuis 1998. Ce qui est préoccupant compte tenu du rôle crucial des infrastructures dans la croissance économique et la réduction de la pauvreté, Fig. (6.4).

**Fig. (6.3):**

*Recovering ODA flows: total flows to Africa, 1960-2001 (\$US billions)*



Source: OECD, 2003b

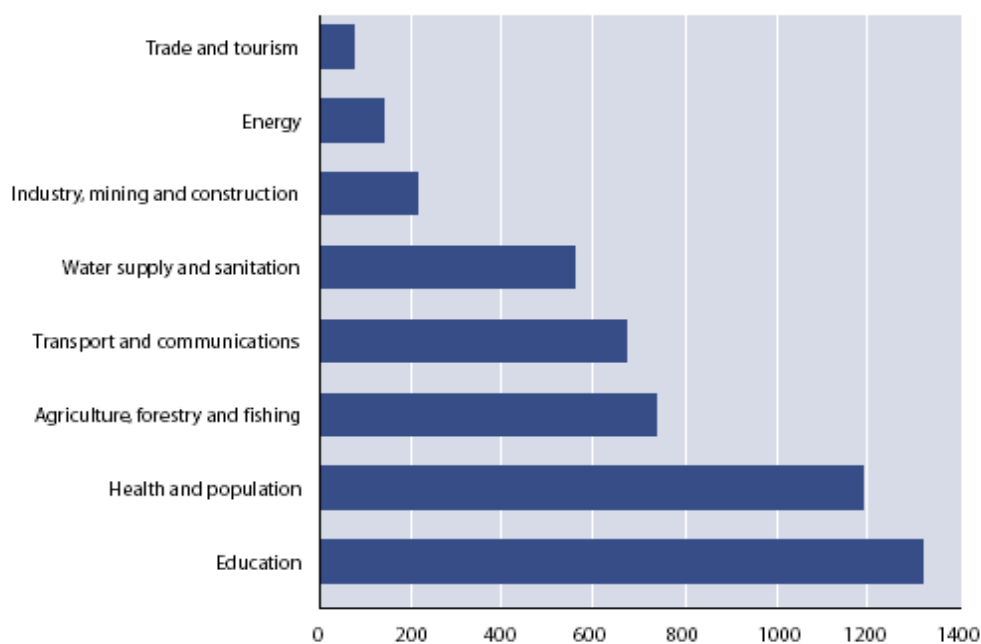
Ces dernières années, l'Afrique a vu l'investissement privé augmenter et le public diminuer en termes de PIB, Fig. (6.5). L'investissement privé est monté de 13,1% du PIB en 2000 à 15,3% en 2001, alors que l'investissement public a baissé de 6,4% du PIB à 5%, confirmant la tendance des années 1980 et 1990. La part plus importante de l'investissement privé dans la PIB montre les progrès accomplis dans le développement du secteur privé. Cependant, les obstacles à l'investissement privé en Afrique comprennent toujours :

- Des politiques faibles et des règlements inadéquats, qui augmentent les risques des investisseurs privés et les coûts d'exploitation ;

<sup>76</sup> ECA, Economic Report on Africa 2004

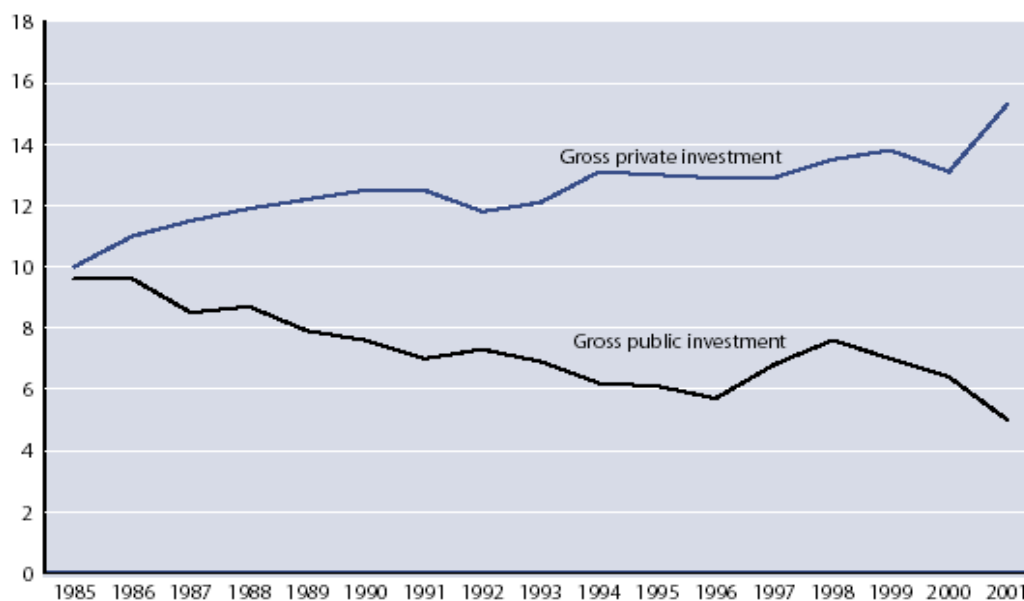
- De hauts coûts de transaction (contrats et soumissions) pouvant atteindre 10% du coût du projet, quand la norme se situe entre 3 et 5% ;
- Financement cher en raison des risques importants liés au projet et des paramètres mal définis de celui-ci ;
- Marchés domestiques de capitaux faibles, incapables de fournir des financements rentables à long terme, avec peu ou pas de devises étrangères ;
- Bas niveau des taux de crédit parmi les gouvernements souverains ;
- Manque de capacités techniques et gestionnaires au plan local.

**Fig. (6.4):**  
Bilateral ODA flows to Africa, by sector, 2001 (\$US millions)



Source: OECD 2003b

**Fig (6.5)**  
Trends in private and public investment in Africa, 1985-2001 (% of GDP)



Source: ECA, from official sources

Selon cette analyse, il est évident que les FDI ont joué récemment le rôle principal de financement du secteur de l'énergie africain. Les politiques pour attirer les capitaux privés et faire tomber les barrières juridiques et réglementaires sont essentielles pour atteindre les objectifs de développement à long terme du secteur de l'électricité africain.

#### **6.4.7. Sécurité**

L'une des causes principales de l'insécurité concernant les infrastructures est l'instabilité politique. Les guerres civiles, les malaises sociaux et l'instabilité politique rebutent les investisseurs pour le développement des infrastructures. Par exemple, la DRC a un énorme potentiel hydroélectrique, mais le manque de stabilité politique dans le pays a fait que pratiquement aucun investissement n'a été fait dans les infrastructures de l'énergie. Sur un même niveau, la centrale électrique de Cahora Bassa a été arrêtée en 1983 du fait de la guerre civile en Mozambique. A la fin de cette guerre, en 1996, l'électricité générée à Cahora Bassa a recommencé à circuler. D'un autre côté, l'expérience du SAPP a été jusque-là très positive. Malgré l'instabilité politique de certains membres du SAPP, comme la DRC, l'Angola et le Zimbabwe, l'exploitation n'en a jamais été interrompue.

En général, l'intégration économique régionale est sujette aux effets des conflits et à l'instabilité politique. Les FDI, en Afrique, ont été freinés par des décennies de désordre politique. Les investisseurs rechignent à investir dans des zones à risque. Certaines zones d'instabilité politique ont récemment connu une sensible amélioration. L'Ouganda et le Rwanda se sont retirés de la DRC, laissant la place à la réconciliation. Des transitions politiques paisibles en Angola et en DRC commencent à payer. L'Angola a attiré d'importants FDI en 2003, encore plus en 2004 et a augmenté de plus de 12%. La DRC va doucement vers une stabilité macroéconomique, avec une inflation à un seul chiffre en 2003 (contre plus de 500% aussi récemment qu'en 2000) et une croissance économique à plus de 5%. Au Zimbabwe, la stabilité macroéconomique a continué à se détériorer avec une inflation qui a atteint 420% en 2003 et une économie en récession.

#### **6.4.8. Capacités techniques**

Le Plan d'action de Lagos pour le développement économique de l'Afrique (1980-2000) avait reconnu le manque de main-d'œuvre qualifiée en Afrique, le haut niveau d'illettrisme, les manques du système éducatif et le manque de politiques coordonnées, de programmes de formation et de financement de ces formations au niveau national<sup>77</sup>. Il enjoignit ensuite les états membres de donner la priorité au développement des ressources humaines scientifiques et techniques à tous les niveaux. Le Plan d'Action Régional Africain du WEC (2005-2007) identifie le manque d'expertise technique comme l'un des principaux défis africains pour l'énergie<sup>78</sup>.

Ce déficit des cadres institutionnels et des ressources humaines constitue un important obstacle aux efforts de développement qui touche pratiquement tous les secteurs. Ces déficits ne peuvent avoir une seule cause, uni-dimensionnelle. Au contraire, ils relèvent de plusieurs causes, certaines évidentes, comme le manque de compétences, d'équipements et de ressources financières. En outre, il existe d'autres facteurs moins évidents et moins quantifiables, comme le manque de motivation et d'incitations professionnelles, ainsi que des déficiences dans les infrastructures institutionnelles.

<sup>77</sup> OAU, The Lagos Plan of Action for the Economic Development of Africa 1980-2000, 1980

<sup>78</sup> WEC, Africa Regional Action Plan 2005 – 2007, 2005

Offrir des capacités au secteur de l'électricité est une tâche importante. Cependant, les gouvernements africains sont le plus souvent incapables de mobiliser les investissements et les engagements nécessaires pour développer et conserver le large éventail de compétences dont a besoin le secteur de l'électricité. Ceci explique en partie nombre des difficultés que rencontre l'industrie électrique régionale. Sans un nombre suffisant de professionnels compétents, les projets d'infrastructures, y compris les interconnexions électriques, ne peuvent être planifiés, mis en œuvre et exploités. Les politiques et stratégies pour promouvoir ces capacités sont nécessaires pour assurer la durabilité des interconnexions électriques transfrontalières. Ce qui demande : hausse des investissements dans les secteurs sociaux, rémunérations, soutien pour les technologies d'information et de communication, utilisation efficace des capacités existantes et création d'un environnement favorable pour attirer et retenir les professionnels<sup>79</sup>.

Selon l'ESKOM (Afrique du Sud), cette recherche des compétences dans l'ingénierie électrique est un processus en cours, nécessaire pour assurer le bien-être à long terme du secteur. Les défis à relever dans le futur comprennent:

- Développement de sociétés de production de tarification suffisante;
- Changements dans la structure de telles sociétés;
- Changements dans leurs pratiques commerciales;
- Changements dans l'évaluation des choix des technologies;
- Changements de technologies et développement de nouvelles technologies.

La vérité est que la demande du marché en terme de compétences dépasse l'offre, car le développement de ces compétences demande du temps<sup>80</sup>. Il faut former et développer les ressources humaines pour gérer et exploiter les pools électriques. La formation doit inclure les capacités institutionnelles, la négociation des contrats, la planification et la pratique des langues étrangères<sup>81</sup>.

D'un autre côté, pour réaliser le potentiel de l'intégration électrique régionale, des institutions de haut niveau, mais souples, capables de gagner la confiance des acteurs internationaux et régionaux du domaine de l'énergie sont nécessaires. Cependant, dans nombre de pays africains, les monopoles de l'électricité historiquement nationalisés et verticalement intégrés n'ont pas su gérer comme il fallait le commerce de l'électricité, et les divers problèmes techniques et financiers sont devenus endémiques dans le secteur.

Les problèmes techniques à régler dans le développement du commerce régional de l'électricité peuvent être définis comme les problèmes de planning, planning d'expansion et coordination de la maintenance, les problèmes d'exploitation et les problèmes de connexion. Les problèmes d'exploitation sont : les standards de sécurité du système ; l'envoi des instructions au réseau de transmission et aux installations de génération connectées ; les protocoles de communication entre les zones ou régions de contrôle et les procédures employées dans les cas d'urgence. Beaucoup de ces problèmes ont été réglés aux niveaux nationaux, avec divers degrés de développement. Cela a de grandes chances de répondre aux caractéristiques structurelles, politiques et juridiques uniques d'un pays particulier impliqué dans le développement de l'interconnexion électrique et le commerce régional. Pour favoriser

<sup>79</sup> <http://www.acbf-pact.org/inforResources/WorkshopReports/SummaryOfProceedings.pdf>

<sup>80</sup> John W Gosling, Technical Resource Development Manager, Eskom

<sup>81</sup> ECOWAS, Ad Hoc Expert Group, Assessments of the Power Pooling Arrangements in Africa, 2003

l'intégration régionale, ces problèmes doivent être traités au niveau régional de façon coordonnée. Ainsi, les initiatives au plan régional peuvent être une stratégie viable pour atteindre ces objectifs.

## **6.5 La connexion électrique Algérie-Espagne**

Le Nouveau Partenariat pour le Développement Africain (NEPAD) a été créé en 2001. Il a été lancé au Sommet Mondial sur le Développement Durable (WSSD) de Johannesburg en 2002. La vision du NEPAD a été adoptée par le Sommet de l'Organisation de l'Unité Africaine (OAU) à Lusaka, Zambie, en juillet 2001. Le NEPAD est un engagement des leaders africains envers les populations d'Afrique, il reconnaît que les partenariats entre les pays africains et leurs relations avec la communauté internationale sont des éléments-clés d'une vision partagée pour éradiquer la pauvreté. En outre, le NEPAD entend mettre les pays africains, tant individuellement que collectivement, sur le chemin du développement durable. Il offre une vision, des objectifs, des buts, des principes et des priorités, ainsi que l'ébauche de plans sectoriels majeurs.

C'est l'échéancier, la vision et les plans de mise en oeuvre détaillés qui donnent toute sa signification au NEPAD. La combinaison de ces facteurs renforce les chances de succès. Différents de tous les plans d'action économique antérieurs, le NEPAD jouit d'un large soutien politique parmi les leaders africains et au sein de la communauté internationale.

Les projets prioritaires du NEPAD sont contenus dans le Plan d'Action à Court Terme (STAP) et répondent aux critères spécifiques suivants. La priorité a été donnée aux projets qui soutiennent à la fois une approche régionale de la fourniture des infrastructures et l'intégration régionale. Ceci comprend l'accélération de la construction d'infrastructures-clés nationales et transfrontalières couvrant l'énergie, les transports, l'eau, les services de santé, et les technologies d'information et de communication (ICT).

La centrale algérienne électrique de gaz brûlé et l'interconnexion Algérie-Espagne, qui implique le développement d'une centrale électrique à turbines à gaz à cycle combiné de 2 000 MW en Algérie a été choisie, dans le cadre de cette étude, dans la liste des priorités à court terme du NEPAD pour bénéficier des leçons apprises grâce au SAPP. De la production de 2 000 MW d'électricité, 40% seront utilisés pour couvrir la demande domestique algérienne et les 1 200 MW restants seront destinés à l'exportation vers l'Europe via l'Espagne.

## **6.6. Le secteur de l'électricité en Algérie**

La demande en électricité en Algérie augmente à un taux annuel de 5-7% et, selon Sonelgaz, nécessitera des installations supplémentaires importantes – peut-être 8 000 MW d'ici 2010. Aujourd'hui, l'Algérie a environ 6 000 MW de capacité de production installée, mais cela ne suffit pas à couvrir la demande durant les périodes de forte consommation, en été. Naturellement, l'Algérie cherche à accroître l'utilisation de son gaz dans la génération d'électricité en raison de l'abondance de ses fournitures en gaz et de leur développement continu. Le gaz naturel a déjà représenté 3 152 MW d'électricité en 2002 et ce chiffre devrait augmenter, puisque de nouveaux projets de gaz vont être lancés durant les prochaines années. L'Algérie a déjà réduit sa dépendance envers le pétrole pour la génération de l'électricité de façon

à maximiser le pétrole disponible à l'exportation et le diésel n'a représenté que 175 MW de génération d'électricité en 2003.

En février 2002, le Parlement algérien a mis fin au monopole de Sonelgaz concernant la génération, la transmission et la distribution d'électricité et a transformé celle-ci en société par actions, ouvrant ainsi la voie pour les premiers projets indépendants d'électricité (IPP). En mai 2001, Sonatrach et Sonelgaz avaient créé un joint venture, la Compagnie Algérienne d'Énergie (AEC) pour exporter l'électricité. En novembre 2001, Sonelgaz avait passé un contrat similaire avec le groupe espagnol Red Electrica pour construire une ligne électrique sous-marine entre l'Algérie et l'Espagne<sup>82</sup>.

En signant un Accord d'Association avec l'Union Européenne, en décembre 2001, l'Algérie s'est engagée dans le processus de Barcelone et a pris toutes les mesures nécessaires pour déréguler son marché. Aux niveaux institutionnel et statutaire, elle a entrepris de vastes réformes de son secteur de l'énergie. La base de ces réformes est la mise en place d'un marché intérieur de l'énergie qui soit libre, ouvert et transparent. A cet effet, l'Algérie a déjà mis en place les instruments nécessaires, dans le cadre de la loi de février 2002, sur l'électricité et sur la distribution du gaz par gazoduc. Cette loi, qui répond aux impératifs d'un marché ouvert et compétitif, permet la libre importation et exportation d'électricité. Elle fournit aussi un cadre juridique approprié au sein duquel on peut démarrer l'intégration des marchés nord-africains régionaux de l'Algérie avec ceux de l'Europe<sup>83</sup>. L'Algérie a lutté pour répondre aux besoins domestiques en électricité et n'est pas capable de faire face à la croissance prévue de la demande en ne comptant que sur le financement d'Etat. Ceci l'encourage à adopter une importante libéralisation de son secteur de l'énergie pour attirer les investisseurs étrangers. Plusieurs projets indépendants d'électricité (IPP) en sont à divers stades de développement, notamment celui de la centrale de 2 000 MW de Skikda, dont 1 200 MW sont prévus pour l'exportation. Le gouvernement est aussi désireux de poursuivre les liaisons régionales à la fois en Afrique du Nord et en Europe afin d'accroître les revenus. L'Algérie exporte déjà de l'électricité vers le réseau marocain et s'efforce d'obtenir des liaisons avec l'Italie et l'Espagne pour pénétrer le marché européen. La Compagnie Algérienne d'Énergie (AEC) a été créée en 2001 pour investir localement et à l'étranger dans la génération, la transmission et la distribution d'électricité, et dans le transport et la distribution de gaz. Le secteur de l'énergie sera régulé par une Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) indépendante à partir de 2005, qui a pour tâche d'assurer la concurrence, la transparence et le libre accès aux réseaux de l'électricité et du gaz.

#### **6.6.1. Réforme du secteur de l'énergie en Algérie**

L'Algérie a dépassé les autres partenaires régionaux en termes de privatisation avec ses lois sur l'électricité et le gaz de 2002, qui faisaient partie d'un vaste programme de réformes économiques pour tenter de rejoindre l'Organisation Mondiale du Commerce (WTO). De nouveaux projets de génération électrique ont déjà reçu des investissements privés.

Les principaux objectifs de cette politique sont : (i) améliorer l'efficacité des secteurs de l'énergie et des mines tout en assurant une fourniture appropriée d'énergie à l'économie ; (ii) permettre aux forces du marché de tenir leur rôle ; (iii) accroître les revenus par un plus ample développement des ressources inutilisées ; (iv) s'occuper

<sup>82</sup> US Energy Information Administration, Feb. 2004

<sup>83</sup> Speech by Mr. Chakib Khelil, Minister of Energy and Mining, Rome, 1- 2 December 2003

des problèmes d'environnement ; (v) encourager l'utilisation efficace des ressources et préserver les intérêts publics ; et (vi) alléger le fardeau financier que constituent les secteurs de l'énergie et des mines.

L'importante loi de 2002 a été adoptée pour abolir le monopole de Sonelgaz sur la distribution et la génération de l'électricité, et le secteur est toujours dans une phase transitoire de trois ans vers une concurrence plus ouverte. Dans le cadre de ce processus, Sonelgaz doit être transformé en deux compagnies par actions – une pour s'occuper de la génération et de la fourniture d'électricité, l'autre de la distribution du gaz et dans laquelle des investisseurs privés pourront avoir une participation minoritaire. L'état gardera le contrôle sur le transport du gaz et de l'électricité par le biais de deux filiales dédiées de Sonelgaz. La Commission de Régulation de l'Électricité et du Gaz (CREG) est responsable de superviser le fonctionnement concurrentiel et transparent du marché de l'électricité (art. 113 de la loi), dans l'intérêt des consommateurs et des opérateurs. Son rôle est fondamental pour l'organisation et le fonctionnement du secteur de l'électricité. Au final, l'Algérie vise à ouvrir son commerce domestique et transfrontalier de l'électricité à tous les participants. Les règles d'accès et les tarifs seront fixés par la CREG et les compagnies devront souscrire à diverses obligations de service public.

De l'autre côté de la Méditerranée, la libéralisation des marchés de l'électricité, dictée par les directives de l'EC 96/92 et 03/54, ouvre la voie à l'ouverture de ces secteurs à la concurrence en définissant les règles du jeu pour leur exploitation. Ceci dépend de deux facteurs : l'expansion de la production, de la distribution et de la transmission d'électricité vers la concurrence en établissant un système pour l'accès aux réseaux par des tiers et aussi la séparation juridique des opérateurs des réseaux.

Ces deux étapes réglementaires sans précédent des deux côtés de la Méditerranée devraient avoir des implications à long terme pour le marché euro-méditerranéen de l'électricité. Cependant, les deux initiatives en sont à leurs phases initiales.

### **6.6.2. Harmonisation des cadres légaux**

Des systèmes efficaces d'intégration de l'électricité nécessitent un cadre pour les transactions, des accords harmonisés pour le fonctionnement des systèmes, un système de tarification pour l'utilisation des infrastructures de transmission et des accords de principe et de procédures pour le règlement des litiges. Il est important que des accords soient trouvés pour faire tomber les barrières commerciales, tout en créant des systèmes qui récompensent les opérateurs de transmission et créent les incitations appropriées pour investir dans l'expansion des installations de transmission. Divers systèmes juridiques, réglementaires et de licences existent en Algérie, en Espagne et dans les marchés européens de l'énergie envisagés, d'où la nécessité d'accords internationaux complexes. Actuellement, les deux systèmes de l'Algérie et de l'Espagne peuvent être vus comme une transition vers la libéralisation. Si l'Algérie a déjà une petite expérience au travers de sa connexion transfrontalière avec le Maroc, cette expérience a été acquise dans le contexte d'une entité nationalisée traditionnelle, verticalement intégrée. En conséquence, les nouveaux statuts réglementaires au niveau national doivent être soigneusement préparés, de façon à ce que la juridiction de l'agence de régulation soit bien définie, dirigée et maîtrisée, pour éviter les obstacles de régulation au commerce transfrontalier. Le rôle des institutions régionales doit être accru, ces institutions pourraient coordonner les programmes de construction : partage des informations et des expériences entre les régulateurs ; coordination des politiques/stratégies/législations régionales en vue d'harmoniser les



cadres réglementaires, ce qui accroîtra le commerce régional de l'électricité et facilitera l'intégration régionale. Il est prévu que le Pool Electrique Méditerranéen (MPP), qui relierait les réseaux électriques d'Afrique du Nord (Algérie, Egypte, Libye, Maroc et Tunisie), l'Espagne et le Moyen-Orient (Jordanie, Syrie, Turquie et Irak), sera achevé d'ici 2015. L'interconnexion entre la Libye, la Tunisie, l'Algérie et le Maroc sera portée de 220 kV à 400 kV ; cette initiative fait partie des projets prioritaires du NEPAD. Le Maroc et l'Algérie seront connectés à l'Espagne, tandis que l'Egypte sera connectée au Moyen-Orient via la Jordanie. En outre, le Forum de l'Énergie Euro-Med d'avril 2003 a identifié le besoin de mettre à niveau les sous-systèmes du Maghreb et du Mashrek, de développer une nouvelle interconnexion Sud-Nord, notamment une interconnexion Algérie-Espagne et une autre Italie-Tunisie, et d'étendre l'intégration entre les marchés de l'électricité euro-méditerranéens et le marché du Sud-Est européen (actuellement en cours de développement).

### **6.6.3. Rôle des institutions régionales**

Bien que le projet d'interconnexion Algérie-Espagne figure sur la liste prioritaire à court terme du NEPAD, ni l'Union du Maghreb Arabe (UMA), ni la Commission de l'Énergie Africaine (AFREC) n'ont joué le moindre rôle dans le développement du projet. La réalité est que depuis les débuts du NEPAD, les rôles et les responsabilités institutionnels ne sont pas clairement définis, et la communication entre les pays, le secrétariat du NEPAD et les commissions économiques régionales n'existe pas ou n'est pas claire. L'UMA, en tant que communauté économique régionale et à l'instar d'autres institutions régionales en Afrique, souffre d'un manque chronique de ressources humaines et financières<sup>84</sup>. Il est donc clair qu'il est trop tôt pour les institutions régionales du NEPAD pour développer des capacités comparables à celles qui existent déjà sur les marchés de l'UE. Il faut encore faire beaucoup pour permettre à ces institutions de pouvoir jouer un rôle actif dans l'intégration économique africaine en général, et dans les projets de l'énergie en particulier.

### **6.6.4. L'environnement de l'investissement**

L'interconnexion électrique entre l'Algérie et l'Espagne a été évaluée dans le cadre des études de faisabilité technique et économique financées par l'Algérie et l'Espagne. Ces études ont démontré les avantages de l'interconnexion, à la fois en termes de sécurité des fournitures et d'intégration des marchés européens et nord-africains à travers la création d'un véritable marché sous-régional entre l'Algérie, le Maroc et l'Espagne. Cette interconnexion, qui rentre dans le processus de réalisation des objectifs d'intégration des marchés européens et nord-africains, n'a pas encore de financement assuré. Le climat de l'investissement en Algérie s'est récemment amélioré et figure aujourd'hui dans le "top ten" des pays les plus attractifs d'Afrique pour les investisseurs étrangers. L'Algérie est aussi le deuxième fournisseur de gaz pour l'Europe et un des principaux exportateurs de gaz vers les USA, et fournit déjà le quart de tout le gaz consommé en Europe. En fin de compte, l'Algérie possède des infrastructures de classe mondiale pour le pétrole et pour le gaz<sup>85</sup>. Les installations de la Sonatrach comprennent un énorme réseau de pipelines reliant les champs de pétrole et de gaz aux principaux centres de distribution ; deux pipelines pour l'exportation sous la mer Méditerranée vers l'Europe ; des usines de gazification ; des installations modernes de transport du LNG ; des raffineries, etc.

<sup>84</sup> ADB, NEPAD Infrastructure Short-term Action Plan, Review of Implementation Progress and the Way Forward, 2003

<sup>85</sup> David Nagel, President and CEO BP-Algeria, Corporate Council on Africa Business Summit, 2003

Les plans d'investissement pour le secteur de l'électricité et du gaz en Afrique visent à investir 12,2 milliards de dollars US entre 2000 et 2010. La Sonatrach a investi près de 3 milliards de dollars par an durant les quatre dernières années. Dans une interview sur l'attrait des Investissements Directs de l'Étranger (FDI) dans la compagnie, publié dans la 'Nouvelle République', M. Chakib Khelil, Ministre Algérien de l'Énergie et des Mines, a déclaré que "la Sonatrach a attiré quelque 8 milliards de dollars US pour la même période pour tout le secteur des hydrocarbures"<sup>86</sup>.

#### **6.6.5. Sécurité**

Le flux des FDI vers l'Algérie a été freiné durant des décennies en raison de la situation politique instable et des conflits frontaliers. En outre, la sécurité de la ligne de transmission sous-marine doit être fortement renforcée. Cette mesure spécifique doit être prise dans le contexte plus régional du partenariat euro-méditerranéen.

#### **6.6.6. Accroître les compétences**

Comme on l'a déjà dit, sans les capacités nécessaires pour planifier, construire, exploiter et gérer les interconnexions électriques transfrontalières, l'efficacité et la fiabilité du système ne peuvent être assurées. L'Algérie a un long passé d'interconnexions avec la Tunisie et la Maroc. Une main-d'œuvre compétente, capable d'assurer les nombreuses fonctions de l'industrie électrique, est à peu près disponible. Cependant, les activités principales des responsables doivent viser le problème de l'harmonisation, le secteur de l'électricité algérien se dirigeant de plus en plus vers une plus grande intégration régionale et mondiale. En outre, les institutions régionales de soutien du NEPAD peuvent être une source importante de conseils pour ces responsables. L'accroissement des capacités de ces institutions peut les aider à jouer leur rôle essentiel en facilitant l'intégration régionale, en mobilisant les ressources, en pilotant les activités du NEPAD et en facilitant l'échange des informations et le partage des connaissances. L'accroissement des compétences, dans un sens plus large pourraient comprendre, sans s'y limiter, les réformes budgétaires, la rationalisation des structures organisationnelles, le recrutement, et l'utilisation de technologies modernes d'information et de communication.

#### **6.6.7. Infrastructures**

Le développement des infrastructures existantes est une force d'entraînement majeure pour les interconnexions électriques. L'expérience du SAPP prouve que le manque de lignes à haute tension peut freiner de façon importante l'acheminement d'électricité depuis les points de surplus jusqu'aux centres de demande. En outre, sans les infrastructures adéquates et fiables, il n'y aura pas de commerce possible. Plusieurs problèmes peuvent affecter l'expansion future des infrastructures actuelles pour soutenir les interconnexions transfrontalières. Parmi ces problèmes, il y a le climat des investissements, la visibilité et la transparence à long terme du régime réglementaire, l'harmonisation des procédures transfrontalières, un taux plus élevé de retour sur investissement et la disponibilité des capitaux. Attirer les capitaux étrangers est devenu indispensable et créer un environnement favorable est donc essentiel.

#### **6.6.8. Coordination des plans d'expansion**

L'accroissement de la demande domestique d'énergie en Algérie pourrait rendre difficile de garantir les livraisons contractuelles d'électricité vers l'Espagne. Pour être plus efficaces, les accords bilatéraux doivent être soutenus par d'autres accords de

---

<sup>86</sup> Energy and Mines, April 2004

pool, comme la coordination des programmes et de l'exploitation des systèmes interconnectés: c'est important, compte tenu des plans d'intégration de l'énergie actuellement menés en Europe. La coordination des plans d'expansion aux niveaux régionaux se révèle une option viable pour assurer la durabilité des systèmes électriques interconnectés.



## **Chapitre 7: Appréciation de l'expérience africaine sur les projets transfrontaliers de gaz**

### **7.1 Introduction**

Il y a une demande croissante de gaz naturel au niveau mondial ; elle est actuellement en cours d'augmentation et devrait augmenter à un taux plus important que le pétrole au cours des deux prochaines décennies. Ceci est motivé en partie par la disponibilité du gaz et par ses bénéfices environnementaux. Le gaz naturel est un combustible relativement propre qui jouera un rôle important dans le futur mix de l'énergie mondiale. L'Afrique ne fait pas exception et le changement des sites de réserves et du schéma de la demande en énergie à travers le continent africain entraîne la croissance du commerce transfrontalier de gaz. Pour le gaz naturel, deux modes de transport sont disponibles : gazoducs et gaz naturel liquéfié (LNG). Ce dernier est extrêmement cher et rentable seulement quand le gaz est transporté sur de grandes distances. Dans les pays en voie de développement, comme ceux d'Afrique, le développement des marchés du gaz a été très lent, en raison du manque d'infrastructures et de cadres réglementaires et juridiques susceptibles d'attirer les investissements directs étrangers (FDI). Les gazoducs transfrontaliers ont un long passé de vulnérabilité aux interruptions et aux conflits. Ces conflits sont souvent de nature politique, technique et financière.

Le gazoduc algérien vers l'Italie via la Tunisie, le Transmed, a été officiellement inauguré en 1983. En 2001, le Transmed fournissait approximativement 21,85 bcm à l'Italie et 1,2 bcm à la Tunisie. Ce qui représentait 34% de la consommation italienne de gaz et toute la consommation de la Tunisie.

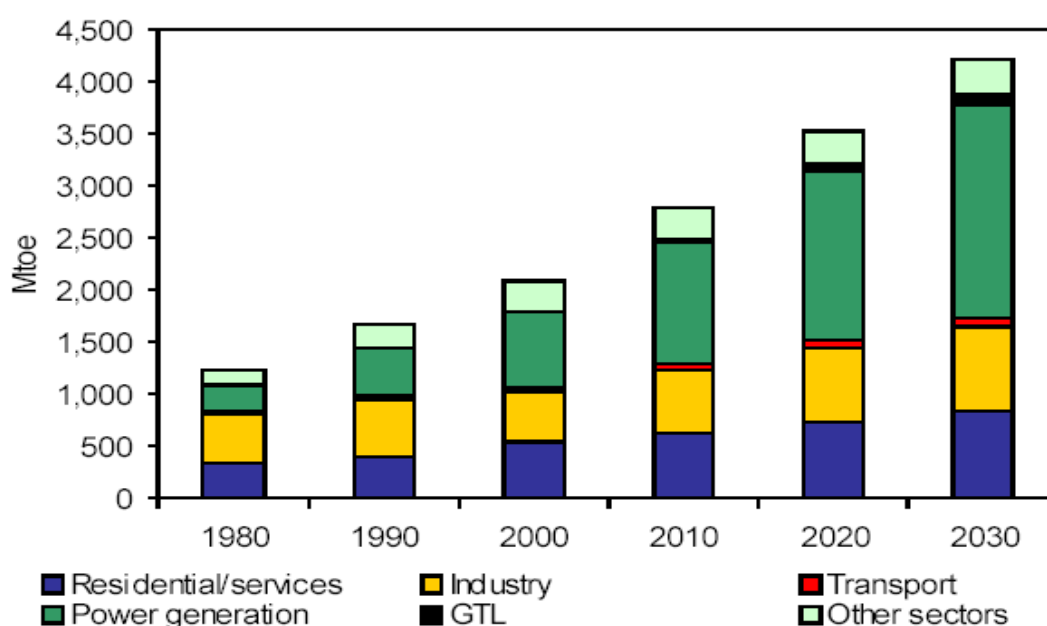
Ce chapitre examine les problèmes liés au commerce transfrontalier de gaz. Le gazoduc Algérie-Tunisie-Italie (Transmed) a été choisi car il connecte l'Afrique au marché de l'UE à travers la Méditerranée. En conséquence, ce n'est pas seulement une connexion régionale (Afrique du Nord), mais c'est aussi une liaison intercontinentale de gaz qui devrait faciliter l'intégration de l'Afrique dans les marchés mondiaux. Le but est de tirer les leçons qu'on peut retenir et de les appliquer aux projets commerciaux de gaz régional africain planifiés, particulièrement dans la liste prioritaire du NEPAD. Le futur Gazoduc de l'Ouest Africain (WAGP) a été choisi comme bénéficiaire potentiel des expériences du Transmed.

### **7.2. Le contexte historique**

Durant les trois dernières décennies, un certain nombre d'actions ont conduit à un virage mondial vers l'utilisation du gaz naturel. Ces forces agissantes comprennent les politiques de sécurité énergétique des pays de l'OCDE, réclamant une réduction de la dépendance envers les importations de pétrole à travers, par exemple, la diversification des ressources énergétiques, les mérites environnementaux du gaz naturel en tant que combustible propre, facile à utiliser dans les secteurs industriel, résidentiel et commercial, et les progrès technologiques de l'industrie électrique menant à l'augmentation de l'utilisation de turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) plus efficaces. Actuellement, un virage est pris depuis le monde historique des marchés régionalement isolés vers un marché international interdépendant, un marché mondial du gaz. Une série de développements est engagée: demande accrue, surtout

de génération d'électricité (gaz en électricité), Fig. (7.1) ; progrès dans les technologies du gaz ; réduction des coûts de production et de livraison aux marchés du gaz naturel liquéfié (LNG), Tableau (7.1) ; Les problèmes environnementaux des GHG et la libéralisation du marché aident à l'intégration des marchés du gaz naturel. Les interconnexions de ces marchés auront des effets sur les consommateurs et les producteurs. Cependant, la construction des infrastructures de transport est aujourd'hui l'obstacle majeur pour accroître la consommation de gaz mondiale. Les investissements cumulés dans la chaîne de fourniture du gaz mondial de 3,1 billions de dollars, ou 105 milliards par an, seront nécessaires pour répondre à la demande croissante de gaz entre 2001 et 2030, selon l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA)<sup>87</sup>.

**Fig. (7.1): La demande mondiale de gaz (1980-2030)**



Source: IEA, World Energy Outlook, 2003

**Tableau (7.1): Tendances de réduction des coûts du LNG**

	<i>Qatargas 1996 grassroots</i>	<i>T&amp;T 1999 grassroots</i>	<i>Oman LNG 2000 grassroots</i>	<i>Qatar 2000 expansion</i>	<i>T&amp;T 2002/03 expansion</i>
<b>Number of trains</b>	3	1	2	2	2
<b>Capacity (Mt/y)</b>	7.2	3.2	6.6	8	6.6
<b>Cost (US\$ bn 1999)</b>	2.85	0.82	1.8	1.571	1.1
<b>\$/t/y</b>	396	256	273	196	167
<b>Cost index</b>	100	64	67	49	42

Source: IEA, 2002

<sup>87</sup> Amy Jaffe and David Victor, Geopolitics of Gas Working Paper Series, 2004

L'Afrique a eu l'expérience de projets de gaz transfrontaliers. En novembre 1998, BP-Amoco a signé des accords avec l'Égypte et la Jordanie pour construire un gazoduc à travers le Sinaï et sous le Golfe d'Aqaba jusqu'à Amman, en Jordanie, voire au-delà. Selon les termes de cet accord, le gaz du Delta du Nil, en Égypte, part aujourd'hui alimenter des centrales électriques en Jordanie.

Le gaz naturel du gisement offshore de Kudu, en Namibie, doit alimenter les projets industriels en Namibie et en Afrique du Sud. Un gazoduc de 700 km amènerait le gaz pour alimenter une centrale de 1 000-MW au Cap, en Afrique du Sud et fournirait du combustible pour des projets industriels à Saldanha et au Cap.

Un accord pour fournir du gaz du gisement de Temame, au Mozambique sud, vers la région de Gauteng, en Afrique du Sud, devrait être signé bientôt. Le gaz serait transporté en Afrique du Sud par un gazoduc de 925 km.

La Côte d'Ivoire et le Ghana ont signé un accord pour une étude de faisabilité pour la construction d'un gazoduc pour fournir le gaz ivoirien au Ghana, pour la génération d'électricité.

Le Nigeria et l'Algérie continuent de discuter de la possibilité de construire un "Gazoduc trans-saharien". Le gazoduc de 4 000 km amènerait le gaz des champs de pétrole de la région du Delta du Nigeria, via le Niger, jusqu'au terminal algérien d'exportation de Beni Saf, sur la mer Méditerranée<sup>88</sup>.

La Tunisie s'est engagée à acheter 0,42 milliard supplémentaires de mètres cubes/an de gaz algérien (via le gazoduc Transmed) jusqu'en 2020, selon un accord signé en 1997. La Tunisie consomme environ 0,75 milliards de mètres cubes/an de gaz algérien, qui sont reçus en tant que droits de passage du gazoduc Transmed.

### **7.3. Le secteur du gaz en Algérie**

Les marchés du gaz naturel en Afrique du Nord sont dominés par l'Algérie, bien qu'on en ait découvert en Tunisie et au large de la côte égyptienne. La plupart de la production de gaz algérienne est liée aux marchés de l'Europe du sud.

L'Algérie a des réserves prouvées de plus de 4,5 billions de mètres cubes (tcm), ce qui en fait le sixième producteur mondial. Le gaz naturel représente environ 60% de la production totale d'hydrocarbures algérienne en 1999. L'Algérie est le deuxième fournisseur de gaz de l'Europe et le premier exportateur de gaz vers les USA. Le gaz algérien représente aujourd'hui 30% des fournitures européennes de gaz<sup>89</sup>, et il représentera la moitié de la nouvelle demande de gaz de l'Italie d'ici 2010 (évaluée à 30 billions de m<sup>3</sup>).

Le plus grand gisement de gaz algérien est celui d'Hassi R'Mel, avec à l'origine des réserves prouvées d'environ 85 tcf. Hassi R'Mel produit environ 40 millions de m<sup>3</sup> par jour, soit environ un quart de la production totale de gaz sec de l'Algérie. Le reste des réserves en gaz algériennes est situé dans des gisements associés et non-associés du sud-est et dans le réservoir non-associé d'In Salah, dans le sud du pays.

<sup>88</sup> <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/nigeria.html>

<sup>89</sup> Marie-Françoise Chabrelié Cedigaz, *The Dynamics of the World Gas Trade*, 2003

Le géant algérien du pétrole et du gaz, Sonatrach, est l'une des plus grandes entreprises d'Afrique. C'est la douzième plus grande compagnie pétrolière du monde, le deuxième exportateur mondial de gaz pétrolier liquide (GPL) et le troisième exportateur de gaz naturel.

Les exportations algériennes de gaz naturel comprennent 35,5 milliards m<sup>3</sup>/an par la ligne transméditerranéenne (Transmed, rebaptisée Enrico Mattei) de 1 100 km d'Hassi R'Mel vers l'Italie via la Tunisie et la Sicile, et 8,5 milliards m<sup>3</sup>/an par la ligne de 1 600 km Maghreb-Europe de gaz (MEG, rebaptisée Pedro Duran Farrell) via le Maroc vers Cordoue, en Espagne, où elle rejoint les réseaux espagnol et portugais de transmission<sup>90</sup>. Le demande de gaz de l'UE croissant rapidement, l'Algérie envisage d'augmenter fortement ses exportations. Fin juillet 2001, l'Espagne et l'Algérie ont décidé de construire un nouveau gazoduc (Medgaz) reliant directement l'Algérie à l'Europe, via l'Espagne. Le Medgaz (10,5 à 15,9 milliards m<sup>3</sup>/an) devrait relier Hassi R'Mel à Almeira, en Espagne, via le port d'Arzew. En décembre 2001, la Sonatrach a aussi lancé, avec les Italiens d'Enel et les Allemands de Wintershall, une étude de faisabilité pour un autre gazoduc, depuis l'Algérie, sous la Méditerranée, vers la Sicile, puis l'Italie et la France.

#### 7.4. Le gazoduc Algérie-Tunisie-Italie

La ligne Transmed (Fig. 7.2 et Tableau 7.2) a une capacité annoncée de 24 milliards m<sup>3</sup>/an mais sa production effective dépassera 30 milliards m<sup>3</sup>/an en 2005 et relie le gisement de Hassi R'Mel à Mazzara del Vallo, en Sicile. Le Transmed traverse l'Algérie, la Tunisie, et passe sous la Méditerranée jusqu'en Sicile. Une extension du Transmed fournit du gaz algérien à la Slovénie. La plupart de ce gaz est utilisé par la Snam italienne, qui est sous contrat pour acheter 20 milliards de m<sup>3</sup>/an de 1997 à 2018. La Tunisie achète environ 1,17 milliard m<sup>3</sup>/an et est engagée pour 0,4 milliard/an jusqu'en 2020 selon un contrat signé en mars 1997, le reste constituant des droits de passage.

Fig. (7.2): Carte du gazoduc Transmed



<sup>90</sup> EIA



**Table (7.2): Détails techniques du Transmed**

Segment	Longueur	Nbre. de tuyaux Diamètre (pouces)	Nbre. de Compresseurs	Profondeur Maximum
Algérie	550 km	1 x 48"	1	-
Tunisie	370 km	1 x 48"	3	-
Chenal Sicilien	155 km	3 x 20"	-	610 m
<b>Section italienne</b>				
Sicile	340 km	1 x 48"	1	-
Détroit de Messine	15 km	3 x 20"	-	270 m
Italie	1055 km	1 x 42-48"	4	-
<b>TOTAL</b>	<b>2,485 km</b>	<b>-</b>	<b>9</b>	<b>-</b>

Source: Sonatrach, SNAM

## 7.5. Risques potentiels pour les projets de gaz transfrontaliers

L'expansion du commerce transfrontalier de gaz dépend énormément de la confiance de l'investisseur et de la disponibilité d'importants capitaux financiers et intellectuels. Bien que les réserves mondiales de gaz soient abondantes, la majorité des réserves sont situées dans des pays traditionnellement peu attirants pour les investisseurs privés. La nature onéreuse des infrastructures de gaz et les longues périodes de remboursement typiques des projets de gaz, de 15 à 20 ans ou plus pour quelques projets complexes, rendent les investisseurs prudents. En outre, les plans pour étendre les projets de gaz transfrontaliers peuvent rencontrer des difficultés pour trouver un lieu pour les importantes infrastructures, surtout dans les zones d'instabilité politique et dans le contexte actuel lié au terrorisme. Construire des infrastructures de gaz transfrontalières comporte de gros risques. Une fois l'investissement fait, il devient un coût échoué. L'équilibre qui existait à l'origine lors des négociations contractuelles penche alors en faveur des acheteurs ou des régulateurs. Cinq facteurs, au moins, peuvent expliquer les risques inhérents aux projets de gaz transfrontaliers:<sup>91</sup>

- Le climat d'investissement dans les pays sources, de transit et 'acheteurs' peut paraître peu attrayant aux investisseurs à cause de la législation, de taxes imprévisibles, d'exposition aux risques et de pratiques réglementaires bizarres;
- Nombre de trajets de gazoducs impliquent un ou plusieurs pays de transit, ce qui complique négociations et gestion et crée des risques supplémentaires ;
- Beaucoup de marchés 'acheteurs' ont aujourd'hui une faible consommation de gaz, voire nulle, ce qui crée un risque quant à la quantité d'achats pour les nouveaux gazoducs. Le succès, en introduisant de grandes quantités de gaz sur des marchés 'acheteurs' immatures dépend d'importants investissements complémentaires dans les technologies d'utilisation du gaz;
- L'inexpérience en matière de régulation des marchés du gaz est souvent plus coûteuse que les carburants actuels – surtout quand ils sont en concurrence

<sup>91</sup> Mark H. Hayes & David G. Victor, Factors that Explain Investment in Cross- Border Natural Gas Transport Infrastructures: A Research Protocol for Historical Case Studies, 2004

avec le charbon “pre-payé” et les centrales hydroélectriques – peuvent aussi créer un risque au niveau du prix d’achat ;

- Enfin, beaucoup de ces voies de transport du gaz relie des pays qui n’ont aujourd’hui que peu ou pas de liaisons internationales institutionnelles. De nombreux problèmes liés à la coordination internationale des investissements pourront être facilités quand des institutions coopératives multilatérales et des agences de développement seront en place. Ces institutions peuvent mobiliser plus de ressources financières, aider à réduire les coûts de transaction et faciliter l’application des contrats. L’absence d’institutions peut être à la fois le ‘symptôme’ et la ‘cause’ de l’incapacité à attirer les investissements dans les infrastructures régionales.

## 7.6. Les problèmes du commerce transfrontalier de gaz

Une étude de deux ans menée par l’Université de Stanford et le Baker Institute porte sur sept cas, dont le gazoduc Transmed entre l’Algérie et l’Europe, pour identifier les défis de l’investissement à grande échelle, de la production de gaz longue distance et des infrastructures de transport. Ces cas d’étude portent sur des pays n’ayant pas l’environnement juridique et politique stable qui est souvent nécessaire pour attirer les investisseurs privés. Ceci est dû en grande partie au fait que le rôle croissant du gaz en tant que combustible mondial dépend du succès à attirer les investissements dans ces environnements politiques, institutionnels et économiques<sup>88</sup>.

Les analyses de l’étude apportent quatre grandes conclusions:

- (1) Un marché intégré régional du gaz mondial intégré émerge là où des événements dans n’importe quelle région ou pays affecteront toutes les régions.
- (2) Le rôle des gouvernements dans le développement du marché du gaz naturel va considérablement évoluer durant les prochaines décennies.
- (3) L’importance géopolitique croissante du gaz implique une attention croissante sur des fournitures sécurisées.
- (4) La vitesse du passage à un marché mondial du gaz dépend en grande partie de la confiance des investisseurs pour apporter d’importants capitaux financiers et intellectuels; il faut donc trouver des solutions aux conséquences sociales et politiques néfastes qu’entraîne le développement des ressources naturelles dans des pays où le gouvernement est faible ; et cela suppose un effort continu du secteur mondial de l’électricité.

Certains de ces problèmes affectant les différences d’investissements dans les gazoducs transfrontaliers ont été identifiés et discutés ici, en liaison avec les contextes géopolitique et économique du gazoduc Transmed.

### 7.6.1. Les contextes politiques et le rôle des gouvernements

Concernant le gazoduc Transmed, les variations entre les deux projets proposés pour transporter le gaz à travers la Méditerranée vers l’Espagne et l’Italie, à la fin des années 1970, étaient dues aux rôles différents que les gouvernements italien et espagnol avaient joué dans la perspective d’importer de grandes quantités de gaz. L’Italie cherchait activement à importer du gaz et entendait mobiliser un important financement gouvernemental pour assurer de nouvelles sources d’énergie. Par le biais

de ses propres agences de crédit, le gouvernement a fourni le plus gros du financement pour le projet du gazoduc Transmed. L'ENI, entreprise nationalisée, fut alors choisie pour orchestrer le projet de gazoduc, ainsi que le développement du réseau italien de transmission du gaz domestique. Le soutien de l'état permît à l'ENI d'investir en toute confiance et assura la couverture pour les prêts internationaux.

L'Espagne, de son côté, n'avait pas de politique de soutien en place, et ne fut donc pas en mesure de mener à bien le développement d'un grand projet d'importation de gaz durant cette même période. En conséquence, les conclusions du cas d'étude tempèrent les visions tendant à passer rapidement au gaz dans des marchés où la fourniture de gaz et les infrastructures du marché domestique n'existent pas et où l'état n'est pas préparé à soutenir la création des infrastructures de fourniture du gaz. Manifestement, l'intervention de l'état n'est pas souvent la plus économiquement efficace ou la seule façon de créer un marché, mais ces cas d'étude suggèrent que l'intervention de l'Etat a une large part dans les différences observées dans les projets de gaz initiaux.

Côté fournitures, le rôle du gouvernement a été également important. Même là où les entreprises privées avaient réalisé des investissements dans le développement des gisements de gaz et dans la construction des infrastructures de transmission, les gouvernements ont garanti les contrats à long terme qui, historiquement, ont été à la base de la plupart des investissements d'infrastructures à grande échelle du gaz. Dans le passé, les risques des investisseurs étaient réduits par des contrats "prenez ou payez", mais de nouveaux contrats, plus souples, ont été mis en place par l'industrie, les marchés du gaz devenant plus mondiaux. La compétition au sein du marché du gaz, les nouvelles clauses de revente du gaz et les stratégies conjointes investisseur/pays hôte de marketing ciblé ont engendré de nouvelles incertitudes qui créent une nouvelle structure du marché du gaz.

Le rôle des gouvernements dans le secteur du gaz va au-delà de la régulation du marché et du régime d'autorisation. Il comprend: l'établissement de standards sains, sûrs et environnementaux, une politique de taxation liée au gaz et aux autres alternatives énergétiques, et la régulation du secteur de l'électricité dans le cas de l'utilisation du gaz. De plus, les accords bilatéraux transfrontaliers de gaz nécessitent une coordination politique entre les pays concernés: cela veut dire des règles claires pour chaque pays avant d'essayer d'harmoniser ces règles au niveau régional.

Le cas du Transmed ne montre pas trace de litige entre l'Italie, l'Algérie ou la Tunisie. La Tunisie s'est révélée un partenaire fiable dans le projet, malgré sa tentative d'augmenter les droits de transit. Ceci n'exclut pas les risques potentiels imposés par les pays de transit à la fois pour la sécurité des fournitures et la négociation des prix du gaz. En se basant sur le contexte géopolitique d'un projet donné ou d'une région, router un gazoduc transfrontalier pour minimiser ou éviter le passage à travers un pays de transit peut être une option pour diminuer ces risques.

Le rôle de l'état diminuant, le rôle-clé pour les projets de gaz bascule vers le secteur privé. Récemment, quelques grandes entreprises de l'énergie ont repris ce rôle de créateur et de garant du processus de mise en œuvre. Ces acteurs sont essentiellement privés, mais ils comprennent aussi de grandes entreprises nationales de l'énergie qui jouent aujourd'hui un rôle plus important sur le marché international, comme ENI, PetroChina, Petrobras, Sonatrach et d'autres. Ce passage aux grandes entreprises, cependant, semble bien devoir conduire au fait que le développement des

infrastructures sera de plus en plus guidé par des intérêts commerciaux plutôt que par des objectifs nationaux de sécurité de l'énergie.

### **7.6.2. Cadre institutionnel, juridique et réglementaire**

La "séparation des pouvoirs" dans les pays en amont, en aval et de transit (où c'est le cas) est vitale. Ceci inclut des facteurs tels que les lois commerciales et le niveau d'application, les archives sur les accords contractuels confirmés, le rôle et l'indépendance du système judiciaire dans le règlement des litiges. La capacité des gouvernements à mettre en place des stratégies à long terme est importante car les infrastructures coûteuses comme les gazoducs transfrontaliers ont un coût induit élevé. Une fois les capitaux déployés, l'investisseur est en position de faiblesse pour s'assurer que les termes contractuels sont bien respectés durant les décennies nécessaires pour recouvrer l'investissement initial et assurer le profit. Dans certaines circonstances, les pratiques illégales (ex. corruption, "joint ventures" avec des firmes politiquement connectées, "joint ventures" avec de puissantes entités politiques étrangères), doivent donner lieu à enquête et être considérées comme la mesure du climat défavorable qui entoure ces projets à gros capitaux. Le problème du coût induit a été évité dans le cas du Transmed au travers du partage des risques entre les deux acteurs principaux, Sonatrach et ENI.

Autre problème important, la régulation du marché, surtout dans le cas de monopoles d'état agissant selon des directives politiques. Les informations pertinentes comprennent les lois régissant le prix et la quantité de ventes de gaz sur le marché en-dehors du projet en question. L'ENI, monopole d'état, n'a pas connu ce genre de problèmes sur le marché italien. Au sein du marché ouvert de l'EU, des problèmes émergents doivent être résolus qui n'entrent pas dans le cadre de cette étude.

La législation des "préemptions" dans les pays hôtes est un autre problème important pour les projets d'infrastructures. Nombre de pays n'ont pas de lois facilitant l'acquisition des terrains pour un projet de construction. La législation environnementale concernant les populations indigènes et les terrains protégés est également un autre problème important pour construire et exploiter un gazoduc. Tout problème social et environnemental pouvant constituer un obstacle à la construction et l'exploitation des projets doit être analysé en amont.

Les projets de réformes réglementaires, s'il y en a, et les progrès passés et futurs pour mener ces réformes doivent aussi être pris en compte. Dans certains cas, des changements législatifs peuvent être nécessaires, comme pour les problèmes de "préemption". Autres exemples, les négociations avec les groupes indigènes ou les ONG peuvent mener à des solutions non-réglementaires des conflits sociaux et environnementaux.

### **7.6.3. Les forces du marché**

Il y a des différences entre les marchés matures qui prévoient des extensions des infrastructures de gaz en amont et en aval, et les marchés immatures où les "projets gaz d'abord" sont mis en place. Quand le Transmed a été construit, le marché "acheteur" italien était alors pas prêt. L'Italie a une politique de promotion du gaz naturel comme alternative viable au charbon importé, et un réseau de distribution du gaz relié à ses principaux utilisateurs industriels.

En 1965, l'Italie était le premier producteur et consommateur de gaz en Europe de l'Ouest<sup>92</sup>. Au début des années 1970, l'Italie importait du gaz d'Union Soviétique et des Pays-Bas. En 1973, l'Italie était dépendante à 79% des importations de pétrole, et cherchait à diversifier ses importations de gaz qui croissaient rapidement. Les aspects économiques d'une ligne de transport longue (2 000 à 2 500 km), de large diamètre (1 m à 1,20 m) s'appuient sur un gazoduc de capacité suffisante pour bénéficier des économies d'échelle. Pour ce qui est des risques de tarification, ENI, importateur et vendeur monopolistique, était relativement protégé sur son marché domestique. Les prix au consommateur étaient fixés par la compagnie, supervisée par le Ministère de l'Industrie.

Côté fournitures, le gisement d'Hassi R'Mel a été une ressource importante, avec un soutien politique à long terme assurant la fourniture de gaz au marché italien. C'est crucial non seulement pour la sécurité des fournitures, mais aussi pour rembourser les énormes investissements en capitaux.

#### **7.6.4. Les politiques du secteur de l'électricité**

Depuis le début des années 1990, la demande mondiale de gaz naturel a été assez largement liée au marché de l'électricité. L'expérience des secteurs de l'électricité anglais et américain, et de plusieurs autres, a prouvé que le gaz était une option privilégiée. Ceci est dû aux règlements environnementaux plus sévères, aux avancées technologiques menant à une efficacité accrue des turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) et à leur coût en baisse. De plus, la restructuration du secteur de l'électricité a créé une pression économique additionnelle pour choisir les options de générations les moins coûteuses. En conséquence, il faut faire très attention aux marchés où la production à partir du gaz n'est pas la fourniture ayant le plus bas coût marginal, ou bien la demande en électricité peut être freinée par d'autres facteurs. Donc, un cadre politique serait nécessaire pour apprécier les diverses alternatives pertinentes pour l'électricité, l'utilisation du gaz domestique et le commerce transfrontalier du gaz.

#### **7.6.5. Financer les projets de gaz transfrontaliers**

Du point de vue financier, les projets de gaz transfrontaliers ont nombre de caractéristiques particulières<sup>93</sup> :

- (1) Les divergences des lois et règlements entre fournisseurs, pays de transit et acheteurs peuvent affecter la viabilité économique du projet.
- (2) Une haute vulnérabilité à tout changement dans le contexte géopolitique et les relations entre les pays participants.
- (3) Un manque de souplesse et d'efficacité du marché du gaz, similaire à celles des marchés du pétrole.
- (4) Le besoin d'infrastructures du réseau de distribution pour les consommateurs (générateurs d'électricité, clients industriels ou résidentiels).

#### **7.6.6. Problèmes liés à l'ouverture des marchés du gaz**

Ces problèmes émergents doivent être soigneusement examinés pour les projets de gaz transfrontaliers liés aux marchés mondiaux. Historiquement, le commerce transfrontalier a été le domaine exclusif de compagnies de gaz verticalement intégrées ayant pour objectif de remplir leurs obligations d'importations de gaz. Cela a été le cas du gazoduc Transmed fournissant le gaz algérien sur le marché italien. Les marchés devenant plus intégrés, le schéma du commerce va changer et le flux de gaz

<sup>92</sup> Darmstadter, J., P. D. Teitelbaum, et al. Energy in the World Economy: A Statistical Review of Trends in Output, Trade, and Consumption since 1925, 1971

<sup>93</sup> Hervé Collin, Vice President - ABN AMRO Bank, Latin American Conference On Cross-Border Gas Trade, 2002

va se diversifier. Le commerce transfrontalier prend une nouvelle dimension dans laquelle des règles techniques et commerciales cohérentes pour l'exploitation des réseaux de gaz vont devenir une condition importante pour le bon fonctionnement d'un marché ouvert du gaz.

La compatibilité des systèmes de réseau de gaz est une condition technique importante pour faciliter le commerce du gaz. Mais les obstacles au commerce transfrontalier ne sont pas exclusivement de nature technique. Les aspects juridiques et commerciaux, comme les goulets d'étranglement des capacités de production et les frais d'accès transfrontaliers, s'ils ne sont pas simplifiés, peuvent aussi entraver le commerce transfrontalier et le fonctionnement des marchés ouverts du gaz.

#### **7.6.6.1. Compatibilité des réseaux de gaz**

La compatibilité des différents systèmes de gaz nationaux est essentielle pour le bon fonctionnement d'un marché ouvert du gaz naturel. Les divergences techniques dans les réseaux de gaz des fournisseurs individuels et des consommateurs peuvent constituer un obstacle à l'intégration, au commerce et à la compétitivité des marchés de gaz. L'harmonisation des règles techniques, des conceptions et des contraintes d'exploitation pour la connexion à un système de gaz doit être développée et communiquée aux partenaires commerciaux potentiels.

#### **7.6.6.2. Qualité du gaz**

L'un des aspects critiques pour la compatibilité des réseaux est l'existence de différentes qualités de gaz, dues à la variété des diverses sources de gaz lors de la fourniture de gaz à un réseau comme celui du marché de l'UE. Deux catégories principales de gaz prédominent sur le marché européen: le gaz à fort pouvoir calorifique (H-gaz), qui domine la chaîne de fourniture à travers l'UE, et le gaz à faible pouvoir calorifique (L-gaz) qui est principalement d'origine néerlandaise et allemande et qui n'est distribué que dans cinq états membres.

Définir une seule qualité de gaz convertible n'est pas, dans la pratique, une option réaliste. Cependant, définir un standard de spécification du gaz haute-calorie en tant que qualité de gaz convertible à moyen terme pourrait être bénéfique et doit donc être étudié. Les développements techniques liés à l'éventail des qualités de gaz, que les installations de brûlage peuvent prendre en compte, doivent également être examinés.

#### **7.6.6.3. Spécifications des réseaux**

Lors de la construction de gazoducs et des installations connexes, certains codes et standards de conception et de construction sont observés. Ces codes et standards diffèrent selon les divers fournisseurs de gaz. Les divergences techniques entre les spécifications des réseaux, telles que les différentes philosophies de conception pour le soudage et les essais peuvent potentiellement créer des obstacles à la compatibilité du réseau. Aller vers des standards harmonisés pour les gazoducs et les installations connexes est la seule option à long terme pour faire tomber ces obstacles potentiels au commerce. Les codes et standards nationaux doivent graduellement converger pour être finalement remplacés par un catalogue de standards communs. Quelques initiatives d'harmonisation des standards techniques respectifs sont lancées au sein de la Commission Européenne de Standardisation.

#### **7.6.6.4. Contraintes au niveau des capacités**

Les interconnexions transfrontalières sont les ponts entre les réseaux nationaux de gaz. Elles sont d'une extrême importance, dans la mesure où les capacités de ces

interconnexions peuvent être insuffisantes pour répondre à l'accroissement attendu du commerce du gaz. Les solutions possibles pour éviter ces goulets d'étranglement comprennent le développement des capacités existantes et autres alternatives appropriées qui sont pratiques courantes entre les compagnies de gaz, d'optimiser le transport et d'éviter les transmissions coûteuses sur de longues distances. Intégrer les politiques de gaz naturel dans un cadre national de l'énergie intégrée est une autre option envisageable pour assurer la durabilité à long terme du secteur de l'énergie. De plus, créer un environnement propice pour attirer les capitaux privés assurerait l'afflux d'investissements nécessaire pour faire sauter ces goulets d'étranglements au niveau des capacités.

#### **7.6.6.5. Coûts et tarifs de transmission**

Les coûts induits dans la construction et l'exploitation des infrastructures nécessaires au transport transfrontalier d'importants volumes de gaz sont élevés. Ces coûts comprennent le prix de la fourniture de gaz, les coûts en capitaux des infrastructures du gazoduc transfrontalier et les droits de transit. Ces droits sont payés à chaque pays traversé et peuvent représenter une part significative du coût total de transmission du gaz et, par conséquent, devenir l'un des facteurs déterminants de la faisabilité économique des projets de gaz transfrontaliers. Ces droits de transit peuvent augmenter si le gazoduc traverse les frontières de plusieurs pays, comme c'est le cas du WAGP. Cependant, dans cette situation spécifique, le WAGP n'envisage pas de permettre l'accès d'une tierce partie, ni de pénétrer sur des marchés ouverts à d'autres fournisseurs de gaz.

Un problème majeur pour offrir une vraie concurrence sera d'assurer des conditions équitables et non-discriminatoires, particulièrement pour les droits d'accès à un système de gaz, si un tel système est ouvert à différents fournisseurs. La question des droits d'accès est aussi importante pour les opérateurs de gazoducs que pour les clients. Pour la compagnie de gaz, les droits d'accès des tierces parties peuvent constituer une source de revenus non négligeables, alors que pour le client, ou pour tout utilisateur du réseau, le droit d'accès peut constituer un élément important des coûts généraux de la fourniture de gaz et est donc par conséquent crucial dans le choix du fournisseur, ce qui a pour effet d'affecter la compétitivité des divers fournisseurs.

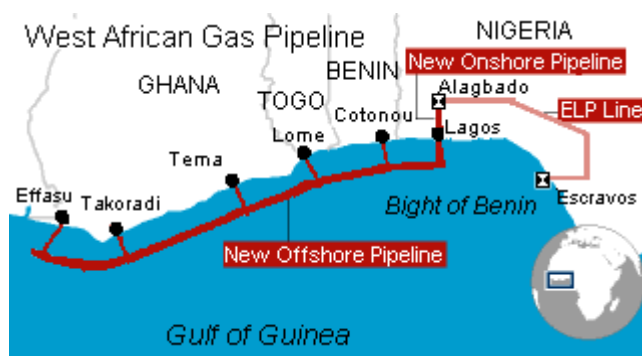
En raison de l'importance commerciale des droits d'accès et de leur rôle capital dans l'entrée effective sur le marché, il semble approprié de développer plus avant certains critères de base (comme l'objectivité, la non-discrimination, l'affichage des coûts et la transparence), auxquels des droits d'accès justes doivent répondre. Pour ces raisons, l'UE a récemment lancé une étude sur les "Méthodologies pour mettre en place des systèmes nationaux et transfrontaliers de tarification de l'accès aux systèmes de gaz", qui vise à identifier les approches possibles, les méthodologies et les principes généraux pour mettre en place des systèmes pratiques, justes et non-discriminatoires de tarification des droits d'accès au sein de l'UE, afin de faciliter la concurrence et l'accès des tierces parties. Les états membres, l'industrie du gaz, les consommateurs, les régulateurs et autres parties concernées seront invités à contribuer à cette étude.

## **7.7. Le Gazoduc de l'Ouest Africain (WAGP)**

Un rapport de faisabilité, préparé par la Banque Mondiale au début des années 1990, a conclu qu'un gazoduc pour transporter le gaz naturel du Nigeria au Bénin, au Togo et au Ghana était commercialement viable. En septembre 1995, les gouvernements des quatre États ont signé un Accord (HOA) relatif au projet de gazoduc. Cet accord

définissait les grands principes du développement du gazoduc. En août 1998, un consortium de compagnies signait un accord pour le lancement d'une étude de faisabilité du Gazoduc de l'Ouest Africain (WAGP). Cette étude permit d'établir la viabilité commerciale et technique du WAGP, et estima qu'il pouvait être opérationnel en 2002. En 1999, un Protocole d'Entente (MOU) fut signé par les quatre pays et le consortium put établir le cadre juridique du WAGP. En février 2000, un Accord Inter-Gouvernemental (IGA) fut signé, qui définissait le cadre pour la réalisation du gazoduc. L'IGA incluait l'engagement des gouvernements envers les propriétaires du gazoduc et les distributeurs de gaz sur les conditions du développement, de la construction et de l'exploitation du WAGP, ainsi que les politiques fiscales et douanières de l'entreprise. Le projet a reçu le soutien administratif de la Communauté Economique des Etats de l'Ouest Africain (ECOWAS) et l'assistance technique (1,55 million de dollars US) de l'Agence Américaine pour le Développement International (USAID). En février 2003, les quatre états ont signé un accord pour la mise en œuvre du WAGP. Le traité, qui porte sur une durée de 20 ans, fournit un cadre général juridique, fiscal et réglementaire, et définit aussi une autorité unique pour la mise en œuvre du projet. Les partenaires du WAGP sont : Chevron Texaco avec 36.7%, Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) avec 25%, Shell avec 18%, Ghana's Volta River Authority (VRA) avec 16.3% et SoBeGaz et SoToGaz avec chacun 2% de participation<sup>94</sup>. La capacité initiale du WAGP sera de 200 mcf/jour, avec la capacité de monter jusqu'à 600 mcf/jour au fur et à mesure de l'accroissement de la demande. Le WAGP, qui aura coûté 500 millions de dollars US, transportera d'abord 120 mcf/jour au Ghana, au Bénin et au Togo, à partir de juin 2005. Les livraisons de gaz devraient passer à 150 mcf/jour en 2007, puis 210 mcf/jour dans 7 ans, pour atteindre 400 mcf/jour lorsque le gazoduc fonctionnera à pleine charge, Fig. (7.3).

**Fig. (7.3): Le projet de gazoduc Ouest-Africain**



Il est aussi possible que le WAGP soit étendu aux marchés de Côte d'Ivoire. Et il est envisagé que le WAGP termine finalement sa course au Sénégal, mais les problèmes actuels de stabilité dans plusieurs pays (Côte d'Ivoire, Liberia et Sierra Leone), qui se trouvent sur la route du Sénégal, freineront toute extension future du WAGP.

Le Nigeria a des réserves prouvées de gaz naturel estimées à 159 billions de pieds cubiques (tcf), ce qui place le pays dans le "top ten" du gaz mondial. En raison d'un manque d'utilisation des infrastructures, le Nigeria brûle encore environ 40% du gaz

<sup>94</sup> <http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/wagp.html>



naturel qu'il produit et en réinjecte 12% pour faciliter l'extraction du pétrole. La politique officielle du Nigeria est d'en finir complètement avec le brûlage du gaz d'ici 2008. La Banque Mondiale estime que le Nigeria représente 12,5% du total mondial de brûlage du gaz. Shell estime qu'environ la moitié des 2 bcf/jour de produits dérivés gazeux de l'extraction pétrolière est brûlée annuellement au Nigeria. La nouvelle stratégie de l'industrie est de collecter le gaz associé et de le transformer en gaz naturel liquéfié (LNG), ce qui augmenterait sensiblement les revenus que tire le Nigeria du gaz naturel, tout en réduisant simultanément les émissions de dioxyde de carbone. L'un des bénéfices majeurs du WAGP, aux plans environnemental et économique, est qu'il permettra d'exporter le gaz actuellement brûlé vers les pays d'Afrique de l'Ouest, où 70% de la population utilisent toujours le bois pour couvrir les besoins énergétiques de base. Le gaz naturel du Nigeria serait donc exporté au Bénin, au Togo et au Ghana pour fournir des services modernes d'énergie et stimuler le développement économique.

#### ***7.7.1. Engagement politique et rôle des gouvernements***

Les gouvernements participant au WAGP (Nigeria, Bénin, Togo et Ghana) ont joué un rôle essentiel dans le soutien du projet de gazoduc. Le projet figure aussi sur la liste prioritaire à court terme du NEPAD établie à l'origine par les leaders africains.

#### ***7.7.2. Rôle des institutions régionales***

La Communauté Economique des Etats de l'Ouest Africain (ECOWAS) a joué un rôle actif dans le pilotage des projets du NEPAD, notamment le WAGP. Ceci est démontré par la création d'une antenne du NEPAD au sein du secrétariat de l'ECOWAS, qui incite ses pays membres à créer des antennes NEPAD et à former une commission interministérielle ad-hoc pour superviser la mise en œuvre du programme du NEPAD.

#### ***7.7.3. Harmonisation des cadres réglementaires***

Les gazoducs transfrontaliers nécessitent un cadre pour les transactions, des accords harmonisés pour l'exploitation, un système de tarification pour l'utilisation du gazoduc, une tarification du gaz et des principes et procédures pour la résolution des litiges. Il est également important que des arrangements soient pris pour faire tomber les barrières entravant le commerce. Dans le cas du WAGP, le gazoduc sera étendu vers de nouveaux marchés n'ayant pas d'expérience en matière d'industrie du gaz<sup>95</sup>.

#### ***7.7.4. Cadre pour la politique d'intégration de l'énergie***

L'utilisation croissante du gaz naturel pour la génération d'électricité est principalement attribuée aux avancées technologiques des turbines à gaz à cycle combiné (CCGT) qui offrent une plus grande efficacité et une réduction des coûts. Le gaz naturel est un combustible environnementalement sain, celui qui produit le moins d'émissions toxiques et de gaz à effet de serre (GHG) parmi les autres combustibles fossiles, et il est également devenu l'une des options les plus viables, pour de nombreux pays, pour améliorer la qualité de l'air. De plus, de nombreux pays industrialisés ont prévu de se reposer sur le gaz naturel pour répondre aux engagements qu'ils ont pris dans le cadre du Protocole de Kyoto. Les plans d'expansion de l'électricité sont essentiels pour les politiques du gaz. Par conséquent, il est important d'avoir un cadre pour l'énergie intégrée au niveau national, où les

---

<sup>95</sup> ADB, NEPAD Infrastructure Short Term Action Plan, Review of Implementation Progress and the Way Forward, 2003

politiques du gaz naturel sont coordonnées avec le secteur de l'électricité et d'autres formes plus larges d'énergie.

#### **7.7.5. Les marchés**

Les éléments-pilotes des marchés, comme la fourniture, la demande et les prix sont des facteurs déterminants dans le commerce transfrontalier du gaz. Les différences entre les marchés de gaz matures, comme c'est le cas pour le "Transmed", et les marchés immatures des pays du WAGP sont très importantes. Il y a encore beaucoup à faire pour développer les marchés des utilisateurs finaux, y compris le développement des réseaux de distribution, des technologies du gaz naturel dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel, et l'utilisation du gaz dans le secteur privé. Les autres politiques pour développer les marchés du gaz comprennent l'optimisation des compétences locales dans l'industrie du gaz, la mise en place d'institutions compétentes, la détermination de mécanismes efficaces de tarification de l'énergie, le renforcement des règlements environnementaux et la création d'un climat favorable à l'investissement. Le rôle du gouvernement est soit de créer un marché de la demande de gaz, soit de réguler les marchés de gaz immatures. Les autres acteurs majeurs qui peuvent jouer un rôle dans le développement des marchés du gaz comprennent : les organisations internationales, les compagnies de gaz, les fournisseurs de technologies du gaz et les organisations environnementales.

## Chapitre 8: Conclusions & Recommandations

La fragmentation de l'Afrique qui a suivi l'indépendance politique dans de nombreux États, avec une cohérence économique limitée, a conduit les leaders africains à adopter l'intégration régionale comme élément central de leur stratégie de développement. On a de plus en plus compris, dans les pays africains, que l'intégration progressive a un fort potentiel pour minimiser les coûts de la fragmentation du marché et donc, représente une pré-condition pour intégrer les économies africaines dans l'économie mondiale. La coopération et l'intégration régionales sont également nécessaires pour améliorer la compétitivité de l'Afrique et la positionner pour bénéficier au maximum de la mondialisation. Accroître l'accès de l'Afrique aux marchés mondiaux, surtout les marchés des pays industrialisés, est un facteur essentiel, de même que l'allègement de la dette et le renouvellement de l'aide officielle au développement pour soutenir la croissance économique et sociale.

Les services énergétiques sont indispensables pour le développement durable. Une fourniture d'énergie fiable est un préalable absolu pour la croissance économique; les créations d'emplois; l'accroissement des activités économiques à valeur ajoutée et le soutien des activités générant des revenus ; surtout dans les zones rurales, ce qui améliorera les standards de vie.

La coopération et l'intégration énergétiques régionales sont l'une des options les plus prometteuses et les plus rentables pour l'Afrique, pour poursuivre le développement de son secteur de l'énergie de façon à profiter des bénéfices environnementaux, sociaux et économiques découlant d'une utilisation plus efficace des ressources. Quatre bénéfices majeurs sont associés à l'intégration régionale de l'énergie :

- (1) Sécurité améliorée des fournitures ;
- (2) Plus grande efficacité économique ;
- (3) Qualité environnementale améliorée ; et
- (4) Développement des ressources renouvelables.

Historiquement, les deux premiers facteurs sont les forces qui sous-tendent les interconnexions électriques et le commerce régional de l'énergie à travers le monde. Avec, cependant, une conscience de plus en plus nette de la nécessité d'intégrer les considérations environnementales dans le développement. Les interconnexions d'électricité et de gaz sont vues comme un moyen de promouvoir des ressources énergétiques alternatives propres et plus saines au plan environnemental. Le taux actuel d'accès à l'électricité, très bas, crée des opportunités pour le développement de l'hydroélectricité en Afrique: il existe un très important potentiel de ressources hydroélectriques en Afrique qui doit être exploité, comme Inga. Il serait plus bénéfique de développer ces vastes ressources par le biais de projets régionaux plutôt que nationaux. Ceci contribuerait à étendre les marchés de l'énergie dans ces régions et à fournir de l'énergie à ceux qui n'y ont pour le moment pas accès.

Un problème crucial est de faciliter la création et l'expansion de systèmes interconnectés, de pools électriques et de développer les infrastructures de transmission régionales pour l'électricité et l'expansion du marché. En outre, l'Afrique possède environ 8% des ressources mondiales de gaz naturel. En raison des limites des marchés domestiques liées à leur taille et à leur attrait financier, et à cause des investissements importants et des réserves minimum non négligeables nécessaires

pour soutenir les projets d'exportation, le gaz naturel a été largement sous-utilisé, voire gâché, dans nombre de pays africains, où de grandes quantités de gaz naturel associées à la production pétrolière ont été brûlées, causant en outre d'importants dégâts environnementaux. Bien que les marchés du gaz soient établis sur une base nationale, le développement régional est également considéré comme un moyen de première importance à long terme.

Intégrer les marchés de gaz naturel en Afrique apportera bien des satisfactions, dont :

- Un environnement plus propre, où le gaz naturel est exporté au lieu d'être brûlé, comme c'est le cas dans le WAGP qui va du Nigeria au Togo, au Bénin et au Ghana ;
- Des bénéfices économiques comme la création d'emplois en Afrique, l'attrait pour de nouveaux investisseurs et l'amélioration des économies locales ; et
- Une coopération régionale plus importante où des projets comme le Gazoduc d'Afrique de l'Ouest (WAGP) distribuerait des bénéfices économiques à plusieurs pays.

Nombre de leçons peuvent être tirées de l'expérience d'intégration régionale de l'énergie en Afrique. Manifestement, il y a de grosses différences entre les problèmes liés aux projets de gaz transfrontaliers et ceux liés aux interconnexions électriques. Cependant, certains facteurs-clés interdépendants semblent communs aux deux. Parmi ces facteurs communs, on a : les contextes géopolitiques et les engagements politiques, le climat des investissements, le régime réglementaire, les infrastructures, et les compétences techniques et gestionnaires.

- ***Contexte géopolitique et engagement politique***

Les contextes géopolitiques comprennent l'état politique régional des affaires et le statut de la sécurité et de la stabilité dans la région. L'absence de litiges politiques et de conflits sociaux est un préalable important à l'intégration régionale de l'énergie. La géographie joue également un rôle pour faciliter l'établissement des infrastructures d'intégration régionale de l'énergie ; ceci comprend la proximité des centres de demande par rapport aux ressources énergétiques, et les effets de la topographie et du terrain, pour le tracé des gazoducs et des lignes de transmission électriques. Il faut noter que le monde passe actuellement de la géopolitique à la mondialisation, dans laquelle les marchés seraient de plus en plus intégrés à moyen et à long termes. L'engagement politique et le soutien des gouvernements se sont révélés être des facteurs de succès dans l'expérience d'intégration régionale de l'énergie en Afrique. Bien que le rôle des gouvernements change en raison de la réforme du secteur de l'énergie, ils sont toujours responsables de la définition des cadres institutionnels et réglementaires qui créeront un environnement favorable pour attirer les capitaux privés et développer les marchés de l'énergie.

- ***Climat des investissements***

Le climat peu favorable de l'Afrique pour les investissements a conduit à des coûts élevés de transaction, des financements onéreux, des marchés de capitaux domestiques faibles, des taux de crédit bas et un manque de compétences techniques et gestionnaires au plan local. Cependant, ces dernières années, l'Afrique a vu les investissements privés augmenter et les investissements publics diminuer dans le pourcentage du PIB, dans la lignée des années 1980 et 1990. La part plus grande des investissements privés montre que le processus graduel s'effectue dans le

développement du secteur privé. Cependant, les obstacles à l'investissement privé sont toujours nombreux et doivent constamment être franchis. Compte tenu de la pénurie dans les finances publiques, de la compétition mondiale pour les Investissements Directs de l'Étranger (FDI), le haut niveau de capitaux nécessaires aux projets d'énergie transfrontaliers et les longues périodes nécessaires à leur rentabilisation, un climat favorable aux investissements pour attirer les capitaux privés est indispensable.

- ***Le régime réglementaires***

Une intégration réussie des systèmes d'énergie nécessite un cadre pour le déroulement des transactions, des accords harmonisés pour l'exploitation des systèmes, un système de tarification et des accords de principes et des procédures pour le règlement des litiges. Les divers systèmes juridiques, réglementaires et de "licensing" existants dans les différents pays doivent être harmonisés pour assurer des transactions en douceur et minimiser les risques de futurs litiges. L'harmonisation des statuts des instances réglementaires nationales, lorsqu'elles existent, faciliterait le commerce transfrontalier. Le rôle des institutions régionales ne peut être négligé, en plus d'assurer le soutien politique ; ces institutions pourraient aussi coordonner l'utilisation des compétences, le partage des informations et des expériences parmi les régulateurs, si leurs capacités institutionnelles et humaines sont renforcées. La difficulté à coordonner les investissements internationaux peut être aplanie si des agences de développement multilatéral existent. Ces institutions peuvent mobiliser d'avantage de ressources financières, aider à réduire les coûts de transaction et faciliter l'exécution des contrats. L'absence de telles institutions peut être à la fois un symptôme et une cause de l'incapacité à assurer des investissements pour les infrastructures régionales.

Trois éléments majeurs sont envisagés pour la croissance future de la demande en électricité en Afrique : la croissance économique, l'augmentation de la population et les taux d'électrification et l'accessibilité de l'énergie. Ainsi, les augmentations futures de la demande en électricité domestique, au niveau national, devraient être importantes. Pour des systèmes électriques interconnectés, il serait difficile, pour les entités nationales, de continuer à garantir des quantités contractuelles d'électricité aux autres partenaires. Pour être plus efficaces, des accords bilatéraux doivent être passés par d'autres accords de pool qui permettront une coordination des plannings et de l'exploitation des systèmes interconnectés. La coordination des plans d'expansion au sein des pools régionaux a montré qu'elle était plus efficace pour assurer la durabilité des systèmes électriques interconnectés.

De nombreux marchés du gaz 'acheteurs' ont aujourd'hui une consommation faible ou nulle, ce qui crée un risque quant à la quantité de nouveaux gazoducs 'acheteurs'. La réussite, en introduisant de grandes quantités de gaz sur des marchés 'acheteurs' immatures, dépend dans une large mesure d'investissements complémentaires dans les technologies d'utilisation du gaz. Le monde se tournant de plus en plus vers le gaz pour ses besoins en énergie, la part du gaz dans le mix énergétique a progressé dans le monde entier. Cependant, il y aura une différence entre les marchés matures qui prévoient des extensions des infrastructures existantes, et les marchés immatures où des 'projets gaz d'abord' sont introduits. Il faut faire plus pour développer ces marchés d'utilisateurs, y compris le développement de réseaux de distribution, la promotion des technologies du gaz naturel dans les secteurs industriel, commercial et résidentiel, et l'utilisation du gaz dans la génération d'électricité. Autres politiques pour développer les marchés du gaz, y compris développer les compétences locales sur divers aspects de l'industrie du gaz, créer des institutions capables, établir une

tarification efficace de l'énergie et des processus de taxation et renforcer les règles environnementales. Le rôle du gouvernement soit pour développer des marchés du gaz immatures ou pour réguler les dits marchés est inévitable. Les autres acteurs majeurs pour développer les marchés du gaz comprennent les organisations internationales, les institutions financières, les compagnies de gaz, les fournisseurs de technologies du gaz et les organisations environnementales. Ainsi, un partenariat public-privé agressif peut être une alternative politique prometteuse à cet égard.

En plus des problèmes discutés, et pour faciliter la mise en œuvre réussie des projets prioritaires à court terme du NEPAD, celui-ci doit prendre en considération un certain nombre de recommandations. Celles-ci sont principalement liées au renforcement des capacités institutionnelles et humaines. Le rôle des commissions économiques régionales africaines telles qu'UMA, ECOWAS et SADC, entre autres, dans la promotion, la coordination et la surveillance des projets du NEPAD doit être renforcé. Ces institutions peuvent jouer un rôle central dans la coordination et l'harmonisation des cadres réglementaires à travers les frontières économiques africaines, dans l'optique de mettre en place un cadre réglementaire unifié pour l'Afrique dans le long terme. Pour renforcer ces rôles, les capacités institutionnelles et humaines de ces institutions doivent être elles-mêmes renforcées.

La nouvelle Commission de l'Énergie Africaine (AFREC) semble constituer un moyen potentiel de promouvoir l'intégration régionale de l'énergie en Afrique, l'échange d'information et l'acquisition des compétences. Le secrétariat du NEPAD devrait s'efforcer de renforcer le rôle de l'AFREC dans la promotion des projets énergétiques du NEPAD.

Même s'il est recommandé de renforcer le rôle de la Banque Africaine de Développement en tant qu'agence leader pour la mobilisation des ressources financières pour les projets prioritaires du NEPAD, il est également nécessaire d'étudier la viabilité de définir des dispositifs de financement nouveaux et novateurs, de promouvoir l'intégration régionale de l'énergie en Afrique et l'intégration générale de l'Afrique dans l'économie mondiale.

## Recommandations

L'objectif premier de cette étude est de développer un ensemble de recommandations pour faciliter une meilleure planification et mise en œuvre de quelques projets choisis dans la liste des priorités à court terme du NEPAD. En se basant sur les leçons du SAPP et du Transmed, il est recommandé de prendre en considération les recommandations suivantes dans la planification, la mise en œuvre et l'exploitation de l'interconnexion électrique proposée entre l'Algérie et l'Espagne et du Gazoduc de l'Ouest Africain (WAGP). Il convient de noter que ces projets ne visent pas en premier lieu l'intégration régionale de l'énergie en Afrique ; et ils ne constituent pas non plus des pools d'énergie. Ils ont surtout pour but d'utiliser les immenses ressources de gaz naturel disponibles dans ces pays. En outre, ils se servent de la nouvelle évolution de l'accès libre au marché européen de l'énergie et, en même temps, assurent la promotion de l'intégration de l'Afrique dans l'économie mondiale. Il faut aussi préciser que certaines de ces recommandations peuvent déjà avoir été prises en considérations par les parties concernées.

- Renforcer le rôle de la Commission de l'Énergie Africaine (AFREC) en assurant la promotion des projets du NEPAD. Ceci pour améliorer

l'intégration régionale de l'énergie en Afrique et entre l'Afrique et les autres marchés de l'énergie.

- Renforcer le rôle des institutions régionales de soutien du NEPAD en assurant la promotion et en coordonnant les projets d'intégration régionale de l'énergie.
- Renforcer le rôle de la Banque Africaine de Développement (ADB) en tant qu'agence leader dans la mobilisation des ressources financières pour les projets du NEPAD.
- Explorer la viabilité de nouveaux schémas de financement pour promouvoir l'intégration régionale de l'énergie et intégrer l'Afrique dans l'économie mondiale. Par exemple, une banque d'investissement Euro-Africaine ou Euro-Méditerranéenne.
- Améliorer les mécanismes pour le règlement des litiges commerciaux en Afrique au sein du NEPAD et de l'Union Africaine (AU).
- Les statuts réglementaires pour le commerce transfrontalier doivent être soigneusement définis pour être spécifiquement compatibles avec ceux des partenaires potentiels.
- Construire les installations du secteur de l'énergie sur le modèle des règles et procédures harmonisées des systèmes électriques interconnectés.
- Coordonner les plans de développement nationaux avec les partenaires commerciaux potentiels.
- Coordonner et harmoniser les cadres réglementaires dans les régions économiques avec pour objectif d'atteindre un cadre réglementaire unifié pour l'Afrique à long terme.
- Développer les marchés locaux du gaz dans les pays 'acheteurs'.

Le WEC, au travers de son Plan d'Action Régionale pour l'Afrique, est désireux de soutenir la mise en œuvre des projets prioritaires du NEPAD et tout autre effort destiné à fournir un accès à l'énergie aux populations d'Afrique qui en sont privées.





**ANNEXE A****BIBLIOGRAPHIE**

Adedeji, Prof. Adebayo, Keynote Address, *African Forum for Envisioning Africa*, Nairobi, Kenya, 26-29 April 2002

African Development Bank (ADB), *Economic Cooperation and Regional Integration Policy*, ADB, Cote d'Ivoire, 2000

African Development Bank (ADB), *NEPAD Infrastructure Short-Term Action Plan (STAP), Review of Implementation Progress and the Way Forward*, ADB, Cote d'Ivoire, 2003

Bhagavan, M R, *Reforming the Power Sector in Africa*, AFREPREN, ZED Books Ltd., London, UK (1999)

Biswas, Asit K., "Dams: Cornucopia or disaster?" *International Journal of Water Resources Development*, Vol. 20, No. 1, 3–14, Carfax Publishing, part of the Taylor & Francis Group, March 2004

British Petroleum (BP), *Statistical Review of the World Energy*, BP, UK, 2003

Chabrelie Cedigaz, Marie-Françoise, *The Dynamics of the World Gas Trade*, IFP, France, 2003

The Dams Newsletter, No. 2, May 2004

Darmstadter, J., P. D. Teitelbaum, et al. *Energy in the World Economy: A Statistical Review of Trends in Output, Trade, and Consumption since 1925*, Baltimore, published for Resources for the Future by the Johns Hopkins Press, Baltimore, USA 1971

Department of Energy (DOE), *Hydropower Today*, Department of Energy, USA, 2004

ECA, *Accelerating Regional Integration in Africa*, ECA/RCID/038/02, United Nations Economic Commission for Africa, Addis Ababa, Ethiopia, 2004

ECA, *Economic Report on Africa*, ECA Press Release No.20/2004, United Nations Economic Commission for Africa, Addis Ababa, Ethiopia, September 2004

ECA, *Reviving Investment in Africa: Constraints and Policies*, United Nations Economic Commission for Africa, Addis Ababa, Ethiopia, April/May 1995

ECOWAS, Ad Hoc Expert Group meeting, *Assessments of the Power Pooling Arrangements in Africa*, UNECA/Addis Ababa, 24-26 June 2003

EGAS, Annual Report, Egyptian Natural Gas Holding Company, Egypt, 2001

Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), *Africa Gas Initiative*, Main Report, Volume I, World Bank, Washington, USA, February 2001

Energy Sector Management Assistance Programme (ESMAP), *Energy and Development Report: Energy Services for the World's Poor*, International Bank for Reconstruction and Development/World Bank, Washington, USA, April 2000

Gagnon, Luc, *Direction – Environnement*, Hydro-Québec, Canada, January 2003

Hayes, Mark H. & Victor, David G., *Factors that Explain Investment in Cross-Border Natural Gas Transport Infrastructures: A Research Protocol for Historical Case Studies*, Program on Energy & Sustainable Development, Working Paper, No.8, Stanford University, Stanford, USA, May 2004

Hervé Collin, Vice President - ABN AMRO Bank, *Latin American Conference On Cross-Border Gas Trade*, October 2002

IEA, *Energy and Poverty*, IEA/OECD, Paris, 2002

IEA, *Key World Energy Statistics*, IEA/OECD, Paris, 2004

IEA, *Wind Annual Report*, IEA/OECD, Paris, 2002

IEA, *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris, 1995

IEA, *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris, 2002

IEA, *World Energy Outlook*, IEA/OECD, Paris, 2003

IHA/IEAHydro/CHA, *Hydropower and the World's Energy Future: The Role of Hydropower in Bringing Clean, Renewable, Energy to the World*, IHA/IEAHydro/CHA, November 2000

IHA White Paper, International Hydropower Association, UK, 2003

Jaffe, Amy and Victor, David G., *Geopolitics of Gas* Working Paper Series, Stanford University, Stanford, USA, May 2004

Kalitsi, E.A.K., *Hydropower Development in Africa, Problems and Prospects*, Workshop for African Energy Experts on Operationalizing the NGPAD Energy Initiative, Dakar, Senegal, June 2003

Karekezi, Stephen, “*Poverty and Energy in Africa – A Brief Review*”, Energy Policy Journal, Vol. 30, Nos. 11-12, Pgs. 915-919, Elsevier, Oxford, September 2002

Karekezi, Stephen, “*Renewables in Africa - Meeting the Energy Needs of the Poor*”, Energy Policy Journal, Vol. 30, Nos. 11-12, Pgs. 1059-1069, Elsevier, Oxford, September 2002

Karekezi, Stephen, *Renewables in Africa: Improving Modern Energy Services for the Poor*, Elsevier, Oxford, 2002

Khelil, Dr. Chakib, Minister of Energy & Mining, *Euro-Mediterranean Ministerial Conference on Energy*, Rome, 1-2 December 2003

Luiz Pinguelli, Rosa; Schaeffer, Roberto; dos Santos, Marco Aurelio "Are hydroelectric dams in the Brazilian Amazon significant sources of 'greenhouse' gases?" *Environmental Conservation*, 23(1):2-6, 1996

Masawi, Francis, Transmission Director, ZESA, Sapp Management Committee, 1999

Nagel, David, President and CEO BP-Algeria, "Algerian Energy Sector, what now?" Corporate Council on Africa Business Summit, Washington, USA, June 2003

OAU, The Lagos Plan of Action for the Economic Development of Africa 1980-2000, OAU, 1980

Plunkett, Daniel J., *West African Electricity Sector Integration: State of Progress and Future Challenges for the West African Power Pool*, Associates for International Resources and Development (AIRD) Cambridge, USA, April 2004

Regional Electricity Co-operation and Integration (RECI) Working Group, *E7 Guidelines for the Pooling of Resources and the Interconnection of Electric Power Systems*, Hydro-Québec, Canada, 2000

The World Commission on Dams, *Dams and Development: A New Framework for Decision Making*, Earthscan, UK, November 2000

UNDP, *Human Development Report*, United Nations Publishing/Oxford University Press, USA/UK, 2003

UNDP/UNDESA/WEC, World Energy Assessment, *Energy and the Challenge of Sustainability*, UNDP, New York, USA, September 2000

USAID/WARP, *West Africa Power Pool Programme*, 2004

US DOE, Energy Information Administration Country Analysis Brief, 2003

WEC, Africa Regional Action Plan 2005-2007, World Energy Council, London, UK, 2005

WEC, Regional Electricity Trading: Issues and Challenges, Workshop on Regional Power Trade, Kathmandu, Nepal, 19 March 2001

WEC, *Survey of Energy Resources*, World Energy Council, London, UK, 2001

WEC, *Survey of Energy Resources*, Elsevier, Oxford, UK, 2004

WEC, *The Potential for Regionally Integrated Energy Development in Africa Discussion Document*, World Energy Council, London, UK 2003

WEHAB Working Group, *A Framework for Action on Energy*, Johannesburg, South Africa, August 2002

World Bank, Promoting Regional Power Trade - the Southern African Power Pool", Volume 1, 2000

WSSD, *Johannesburg Plan of Action*, United Nations Johannesburg Summit, 26 August- 4 September 2002

[www.acbf-pact.org/inforResources/WorkshopReports/SummaryOfProceedings.pdf](http://www.acbf-pact.org/inforResources/WorkshopReports/SummaryOfProceedings.pdf)

[www.dams.org](http://www.dams.org)

[www.eia.doe.gov/emeu/cabs/nigeria.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/nigeria.html)

[www.eia.doe.gov/emeu/cabs/wagp.html](http://www.eia.doe.gov/emeu/cabs/wagp.html)

[www.expotimes.net](http://www.expotimes.net)

[www.ieahydro.org](http://www.ieahydro.org)

[www.osti.gov/bridge](http://www.osti.gov/bridge)

**ANNEXE B****Liste des abréviations/acronymes**

1995US\$	en dollars américains 1995
ADB	Banque Africaine de Développement
AEC	Compagnie Algérienne de l'Energie
AFREC	Commission Africaine de l'Energie
AU	Union Africaine
bcf	milliard de pieds cubes
bcm	milliard de mètres cubes
BP	British Petroleum Afrique du Sud
CCGT	Turbines à Gaz à Cycle Combiné
CEB	Communauté Electrique du Bénin
CIE	Compagnie Ivoirienne d'Electricité
CNG	gaz a haut pouvoir calorifique
CO <sub>2</sub>	Dioxyde de Carbone
CREG	Commission de Régulation de l'Electricite et du Gaz
DOE	Ministère de l'Energie
DRC	République Démocratique du Congo
ECA	Commission Economique de l'ONU pour l'Afrique
ECOWAS	Communauté Economique de l'Afrique de l'Ouest
EGAS	Société Holding du Gaz Naturel Egyptien
EGPC	Société Pétrolière Générale d'Egypte
ESMAP	Programme d'Assistance Gestion Secteur de l'Energie
EU	Union Européenne
FDI	Investissements Directs de l'Etranger
HSE	standards santé, sécurité et environnement
GdF	Gaz de France
GDP	Produit Intérieur Brut (PIB)
GEF	Fonds pour l'Environnement Mondial
GHG	Gaz à Effet de Serre
GNP	Produit National Brut (PNB)
GW	gigawatt
H-gas	gaz à haut pouvoir calorifique
HOA	Heads of Agreement
HV	haute tension
ICT	technologies d'information et de communication
IEA/OECD	Agence Internationale de l'Energie/Organisation de Coopération et de Développement Economiques
IGA	Accord Inter-Gouvernemental
IHA	Association Hydro-Electrique Indépendante
IOC	Compagnie Pétrolière Internationale
IPP	Producteur d'Electricité Indépendant
ITP	Projet de Transmission Indépendant
km	kilomètre
kV	kilovolt
kWh	kilowatt/heure
L-gas	à faible pouvoir calorifique
LNG	Gaz Naturel Liquéfié
LPG	Gaz Pétrolier Liquéfié

mcf	million de pieds cubiques
MDG	Objectifs de Développement du Millénaire (ONU)
MEG	Projet de Gaz Maghreb-Europe
MOU	Mémoire d'Entente
MPP	Pool Electrique Méditerranéen
mtoe	million de tonnes d'équivalent pétrole
MW	mégawatt
NEPAD	Nouveau Partenariat pour le Développement Africain
NNPC	Société Nationale Pétrolière du Nigeria
NO <sub>x</sub>	Oxyde d'Azote
OAU	Organisation de l'Unité Africaine
ODA	Overseas Development Assistance
OECD	Organisation de Coopération et de Développement Economiques (OCDE)
p.a.	per annum (par année)
PSC	Sous-Commission du Planning (Pool Sud-Africain)
PV	Photovoltaïque
RERA	Association réglementaire de l'électricité régionale
RP	Reserve to Production
SADC	Communauté du Développement Sud-Africain
SAPP	Pool Electrique Sud-Africain
SO <sub>2</sub>	Dioxyde de soufre
SSA	Afrique sub-saharienne
STAP	Plan d'action à court terme
STEM	Marché de l'énergie à court terme
tcf	Billions de pieds cubes
tcm	Billions de mètres cubes
toe	Tonnes d'équivalent-pétrole
Transmed	Pipeline Algérie-Tunisie-Italie
TWh	Terrawattheures
UMA	Union du Maghreb Arabe (Arab Maghreb Union)
UN	Nations-Unies (ONU)
UNDP	Programme de développement de l'ONU
US\$	Dollar US
USAID	Agence US pour le Développement International
VRA	Autorité Ghanéenne du Fleuve Volta
WAGP	Gazoduc de l'Ouest Africain
WAPP	Pool Electrique d'Afrique de l'Ouest
WCD	Commission Mondiale des barrages
WEC	Conseil Mondial de l'Énergie (CME)
WEHAB	Eau, Énergie, Santé, Agriculture et Biodiversité
WLGP	Projet de Gaz de Libye Ouest
WSSD	Sommet Mondial sur le Développement Durable
WTO	Organisation Mondiale du Commerce