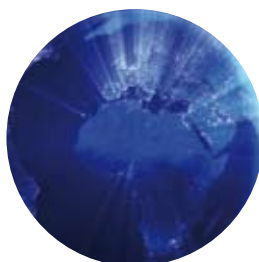


BONNES PRATIQUES



Les réformes du secteur de l'électricité

Contrat N°018/2008/WP2/Projet No28.1-1.0 18
Pays bénéficiaires: Tous les pays africains membres de l'UPDEA

Réalisé par
Bertrand Pauly, Getachew Abebe (Ethiopie),
Tawfik Azer (Egypte), Brahim Bounah (Algérie), James Diu (Tanzanie),
Bangui Livingstone (Ouganda), Njejwa Mumbuna (Lesotho),
Isidore Prisokotto (Cameroun), Morgan Sithole (RSA),

Nos vifs remerciements à M. Didier TELLA SG UPDEA,
MM. S. MONDRE,
A. ANANI, K. IYALA du Secrétariat Général de l'UPDEA
et aux structures visitées pour leurs contributions

Présenté par
SOGEROM SA



Les opinions exprimées dans ce rapport ne reflètent pas
nécessairement les points de vue de la Commission européenne

TABLE DES MATIÈRES



INTRODUCTION PAR LE SECRÉTAIRE GÉNÉRAL DE L'UPDEA	3
SIGLES/ACRONYMES	4
RÉSUMÉ EXÉCUTIF	5
I FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION	9
1 Mobilisation de l'épargne locale: l'expérience d'introduction en bourse de "KenGen" au Kenya	9
2 Mobiliser des fonds privés pour investir dans les unités de production hydro-électrique : Une expérience en Ouganda	12
3 Créer la confiance pour faciliter l'obtention des financements publics multilatéraux et bilatéraux: La bonne pratique éthiopienne	15
4 Développement accéléré de l'électrification rurale par la mise en œuvre de processus standardisés: le projet du petit producteur d'électricité (Small Power Producer Project-SPPP) en Tanzanie	18
II AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ	22
5 La valorisation des ressources humaines et des compétences locales par les repreneurs stratégiques étrangers: La pratique Camerounaise de 2004 à 2006	22
6 Le financement efficace des nouvelles capacités de production: La pratique Egyptienne	25
7 Amélioration de la performance par la mise en œuvre d'un Contrat de Gestion: L'expérience du Lesotho	29
8 Un modèle pour le recouvrement des facturations à l'export: l'expérience sud-africaine	34
III DÉFINITION D'UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE ADAPTÉ	37
9 Conception d'une réforme institutionnelle adaptée au contexte et guidée par les objectifs: la pratique algérienne	37

INTRODUCTION PAR LE SECRÉTAIRE GÉNÉRAL DE L'UPDEA



Au cours des deux dernières décennies du 20^{ème} siècle, les sociétés africaines d'électricité, membres de l'UPDEA pour la plupart, étaient confrontées à de sérieux problèmes de faibles performances commerciales, financière et techniques.

L'amélioration des performances des compagnies nationales d'électricité a été le principal objectif de la plupart des programmes de réforme du secteur électrique.

Les réformes ont généralement visé la restructuration par une désintégration verticale et horizontale des monopoles d'état en entités concurrentielles avec une implication significative du secteur privé. Cette réorientation a été largement soutenue par les institutions financières internationales.

Mais a-t-on toujours établi le lien entre la privatisation et la restructuration? Le constat a été que les réformes ont souvent débouché sur la privatisation qui a été utilisée comme outil de gestion de crise.

Le but de la privatisation a donc été d'attirer le capital privé et d'améliorer l'efficacité de la structure industrielle, en réduisant le rôle de l'Etat.

Mais à quels résultats ont abouti les différentes réformes opérées dans le secteur de l'énergie? Cette question a donné lieu à une conférence sur le bilan des réformes entreprises dans le secteur électrique africain organisée conjointement par l'UPDEA et BizClim du 27 au 28 mars 2008 à Bruxelles (Belgique).

Le présent recueil de bonnes pratiques sur les réformes constitue la mise en œuvre de l'une des recommandations de la conférence de Bruxelles. Il est subdivisé en des sections indépendantes, chacune présentant une pratique, jugée bonne car représentant un objectif majeur dans le processus de la réforme.

Le recueil se veut être un outil d'analyse stratégique et d'aide à la décision à l'adresse des Autorités Gouvernementales, des Experts, des Sociétés d'Electricité, des Décideurs et Organisations Internationales s'intéressant au secteur électrique africain.

SIGLES/ACRONYMES

BAD	Banque Africaine de Développement
CAE/PPA	Contrat d'Achat d'Energie
EEHC	Egyptian Electricity Holding Company. Société Holding d'Electricité Egyptienne ...
EEPCo	Ethiopian Electric Power Company. Société Ethiopienne de production, transport et distribution
ERB	Electricity Regulatory Board (Kenya). Organe de Régulation de l'Electricité du Kenya
IFI	Institutions Financières Internationales
IPO	Initial Public Offer / Introduction en Bourse
KENGEN	Kenya Electricity Generating Company. Société de production d'électricité du Kenya
KPLC	Kenya Power and Lighting Company Limited. Société de transport et distribution de l'électricité au Kenya.
LEA	Lesotho Electricity Authority. Autorité de l'Electricité du Lesotho (Régulateur)
LEC	Lesotho Electricity Company. Société d'électricité du Lesotho
LHWP	Lesotho Highlands Water Project. Projet Hydraulique des Highlands du Lesotho
ME	Ministère de l'Energie
MEM	Ministère de l'Energie et des Mines
PEI / IPP	Producteurs Indépendants d'Energie
UE	Union Européenne
UEB	Uganda Electricity Board. Entreprise électrique publique et monopolistique avant la réforme
UPDEA	Union des Producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Energie Electrique d'Afrique
UETCL	Société ougandaise de Transport de l'électricité
SAPP	South African Power Pool. Pool Energétique de l'Afrique Australe

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

ORIGINE, OBJECTIFS, DÉMARCHÉ

Le présent dossier a été réalisé à la demande de l'UPDEA (Union des producteurs, Transporteurs et Distributeurs d'Énergie Électrique en Afrique). Il a été financé par la Facilité Climat des affaires ACP (BizClim), qui est une initiative conjointe ACP-UE financée par le 9ème Fonds Européen de Développement.

Ce travail s'inscrit dans le prolongement d'une étude précédente, également commanditée par l'UPDEA et financée par BizClim, dont l'objet était d'évaluer sur des bases objectives l'impact des réformes institutionnelles du secteur de l'électricité dans 19 pays africains.

Les principales conclusions de cette étude avaient été présentées aux acteurs du secteur lors d'une Conférence tenue les 27 et 28 Mars 2008 à Bruxelles, sur le thème « Electricité en Afrique : les réformes apportent-elles la solution aux défis du secteur ».

La présente étude constitue une mise en œuvre de l'une des recommandations de cette Conférence, à savoir la mise en place d'outils de partage d'expériences entre les membres de l'UPDEA.

Son objet est en effet de constituer un recueil des bonnes pratiques identifiées en Afrique en matière de réforme du secteur de l'électricité.

L'objectif du recueil est de susciter l'intérêt et de provoquer des échanges directs approfondis entre les pays africains intéressés.

Après les réunions de lancement qui se sont tenues au siège de l'UPDEA à Abidjan du 17 au 20 février 2009, le choix définitif des bonnes pratiques à présenter ainsi que la structure des rapports pays a pu être validé par les parties prenantes.

De nombreuses données et analyses étaient disponibles dans le précédent rapport. Toutefois, certains entretiens complémentaires et recherches d'informations ont été nécessaires dans les pays concernés. Ce travail a été réalisé par les consultants locaux ou lors de missions spécifiques (Égypte, Kenya, Tanzanie, Éthiopie).

LA SÉLECTION DES BONNES PRATIQUES

La sélection des bonnes pratiques a été faite à partir des exigences et analyses suivantes :

- Les pratiques retenues doivent être « exemplaires » et utiles pour éclairer l'avenir et non le passé ;
- Certaines questions ont aujourd'hui perdu de leur prééminence, notamment celle qui touche à la nature publique ou privée de la propriété ;
- En revanche d'autres questions sont maintenant prioritaires pour les responsables : le financement des investissements de production, l'amélioration de l'efficacité des Utilities et la mise en œuvre des marchés régionaux de l'énergie.

Les bonnes pratiques initialement sélectionnées avaient été identifiées lors de la précédente étude portant sur l'évaluation des réformes. Les expériences du Kenya et de l'Éthiopie ont été utilement rajoutées à l'initiative de l'UPDEA pour enrichir le recueil dans le domaine du financement des investissements.



Les bonnes pratiques ont été regroupées en trois catégories :

FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS

- Mobilisation de l'épargne locale par la vente d'une partie du capital des entreprises publiques : l'expérience "KenGen" au Kenya
- Mobilisation de capitaux privés pour les investissements hydroélectriques : l'expérience de Bujagali en Ouganda
- Mobilisation des capitaux publics internationaux par la création d'un climat de confiance : le cas de l'Ethiopie
- L'accélération du développement de l'électrification rurale par la standardisation des procédures : le projet SPPP en Tanzanie

AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ

- Améliorer les résultats par la valorisation des ressources humaines et des compétences locales : le changement de politique par AES-Sonel au Cameroun
- Développer les nouvelles capacités au moindre coût : le cas Egyptien
- Redresser une société électrique par un Contrat de Gestion : le cas du Lesotho
- Améliorer la collecte des revenus : l'expérience sud africaine

CONCEPTION D'UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE ADAPTÉ AUX OBJECTIFS

- Développement d'un cadre institutionnel et organisationnel cohérent avec les objectifs de moyen terme : le cas de l'Algérie

USAGE ET STRUCTURE DU RECUEIL

Le présent recueil se veut un outil de communication et d'aide à la décision pour l'ensemble des acteurs africains du secteur de l'énergie (Autorités gouvernementales, sociétés d'électricité, régulateurs, organisations internationales). Il ne vise pas la présentation exhaustive d'une expérience donnée. Cela ne serait ni souhaitable (il n'y a pas de « modèle » à reproduire mais des expériences dont on peut s'inspirer) ni possible (de nombreux outils clés tels que les contrats ou les business plans sont généralement confidentiels).

Ce manuel devrait également être vivant : d'autres expériences positives existent et existeront qui pourraient être intégrées à cette base de référence.

L'accent a été mis sur les points suivants :

- Utilité du cas présenté : à quels types de pays s'adresse t-il en particulier ?
- Les résultats : l'efficacité de la pratique doit être aussi objective que possible.
- Les raisons du succès : pourquoi l'expérience a eu de bons résultats alors que des pratiques identiques ont échoué ailleurs.





CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS GÉNÉRALES

Les facteurs de succès spécifiques sont présentés dans les dossiers. Il en ressort toutefois quelques analyses et recommandations de portée générale pour le futur.

ADAPTATION AU CONTEXTE

La totalité des expériences relatées traduisent des choix cohérents avec le contexte national et régional. Si le Kenya a fait choix de l'introduction en bourse de la compagnie de production KenGen, c'est parce que le contexte était favorable : KenGen était profitable et il existait une bourse des valeurs à Nairobi. En outre, il existait un précédent favorable puisque le capital de la société de distribution d'électricité était ouvert au privé depuis longtemps et que ses résultats étaient jugés satisfaisants. En revanche une telle solution aurait été inconcevable au Lesotho en raison de la situation très détériorée de la compagnie nationale. Un contrat de gestion a donc été mis en place avec un réel succès.

De même l'Algérie a mis presque 10 ans pour développer l'ensemble de la législation primaire et secondaire nécessaire à la mise en œuvre efficace d'un marché concurrentiel international. Cela a permis d'obtenir une large adhésion à ce qui constituait une véritable révolution culturelle.

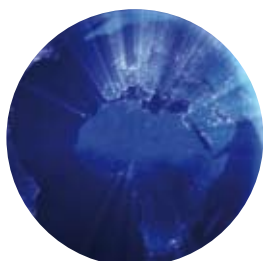
Contrairement à certaines idées reçues, de nombreux pays ont donc pu et su développer des solutions propres et adaptées, indépendamment des solutions trop générales ayant pu être proposées. Cela doit rester une exigence pour l'avenir.

EFFORT DE RIGUEUR ET COLLABORATION CONFIANTE AVEC LES BAILLEURS DE FONDS

Trois tendances nouvelles sont à prendre en considération : l'exigence du développement de l'accès à l'électricité pour lutter contre la pauvreté, la nécessité de créer rapidement des marchés régionaux pour obtenir des conditions acceptables de prix et de sécurité d'approvisionnement, le retour aux projets hydroélectriques. L'ensemble de ces facteurs et tendances génèrent des besoins d'investissements considérables. Le recours aux financements publics internationaux est donc de plus en plus essentiel pour de nombreux pays africains. Le cas de l'Éthiopie est intéressant car l'obtention de nombreux financements repose sur une véritable stratégie de création de confiance dans le cadre du futur marché régional. Cette confiance ne passe pas par la mise en œuvre de solutions externes (le secteur est encore organisé en monopole public intégré) mais par un effort constant de rigueur et d'amélioration de la capacité de remboursement. Le développement futur ne se financera pas par un recours accru aux financements publics nationaux mais par un mélange de financements publics internationaux, de financements privés et de schémas de participation public-privé.

BONNE GOUVERNANCE ET RESPECT DES ÉQUILIBRES FINANCIERS DU SECTEUR

La mise en place et le respect d'un système de gouvernance et de régulation rigoureux et professionnel restent des exigences communes pour le futur. Le fonctionnement des entreprises du secteur (publiques ou privées) doit se faire sur une base commerciale



sans intervention de l'Etat actionnaire dans le fonctionnement quotidien. Le système doit également veiller à ce que les équilibres financiers soient respectés (tarif respectant les coûts légitimes avec ou sans subventions). Le cas de KenGen peut illustrer un processus de cercle vertueux : la société est profitable avant l'ouverture du capital, la gouvernance et l'efficacité sont améliorées par cette introduction du privé, le maintien de la rentabilité de l'entreprise permet de lancer une émission d'obligations permettant de mobiliser pour le secteur une part de l'épargne nationale qui pouvait être thésaurisée.

Une bonne gouvernance, la modélisation financière du secteur, le respect des équilibres financiers restent des exigences pour obtenir de l'énergie à des coûts acceptables.

UN CLIMAT GÉNÉRAL FAVORABLE AU SECTEUR PRIVÉ ET À L'ÉCONOMIE

Le cas de l'Egypte montre que c'est la perception d'un climat des affaires favorable et d'un potentiel de développement significatif qui a permis d'obtenir de faibles coûts du kWh de la part des investisseurs privés (IPPs). De même, l'investissement du groupe de l'Aga Khan dans le projet hydroélectrique de Bajugali en Ouganda peut s'expliquer partiellement par le fait que ce groupe est déjà présent dans de nombreuses activités dans ce pays.

DIMINUTION DES COÛTS ET POLITIQUES D'INTÉGRATIONS RÉGIONALES

Les coûts de l'électricité restent très élevés dans de nombreux pays africains. Ces coûts baisseront de manière sensible dans certaines régions dès lors que les importantes capacités hydrauliques de certains pays (Ethiopie, République du Congo, Guinée) pourront être exploitées sur leur marché régional.

Mais il existe d'autres approches régionales pour réduire les coûts : la création de sociétés régionales d'ingénierie (sur le mode égyptien), la normalisation régionale de certains composants en vue de faciliter le développement d'une offre industrielle et de services régionale.

CONCLUSION GÉNÉRALE : LA NÉCESSITÉ D'AGIR À TROIS NIVEAUX

Lors des années précédentes, une certaine priorité a été donnée à la mise en œuvre des réformes institutionnelles, ce qui a pu générer un sous-investissement sectoriel.

Il y a aujourd'hui un réel consensus sur le fait que le développement du taux d'accès à l'électricité, et donc de l'investissement, est un des facteurs majeurs de la réduction de la pauvreté et qu'il doit constituer une priorité de l'action des gouvernements.

Il faut cependant veiller à ce que cette action porte sur l'ensemble des trois leviers permettant d'accroître la consommation d'électricité.

- Le financement des investissements aux meilleures conditions (accessibilité technique);
- La réduction des coûts (accessibilité économique);
- La préparation des réformes qui permettront un fonctionnement efficace du marché à moyen terme.

FINANCEMENT DES INVESTISSEMENTS DE PRODUCTION



1. MOBILISATION DE L'ÉPARGNE LOCALE: L'EXPÉRIENCE D'INTRODUCTION EN BOURSE DE "KENGEN" AU KENYA

1.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

L'introduction en Bourse des compagnies publiques d'électricité a été très rare en Afrique au cours des dernières réformes. La recherche d'investisseurs étrangers stratégiques a été généralement préférée par les gouvernements.

Mais les nouvelles tendances économiques internationales rendent plus intéressant le recours à l'épargne privée, souvent thésaurisée. Il semble donc utile de s'interroger sur les raisons du choix du gouvernement kenyan et sur les conditions de réussite de cette bonne pratique au Kenya.

1.2. RÉSUMÉ

La privatisation (partielle ou totale) des compagnies de production d'électricité en Afrique n'est pas sujet à controverse comme cela peut l'être pour la transmission et la distribution. Toutefois, le mode de privatisation le plus habituel est de vendre les parts à un partenaire stratégique censé être en mesure d'améliorer considérablement la gestion et les résultats.

Le schéma de vente des actions tel qu'il a été mis en œuvre par le Gouvernement du Kenya a plusieurs avantages clés :

- La structure de l'industrie conserve une société contrôlée par l'État en plus des producteurs d'électricité indépendants ;
- Une part de l'épargne locale thésaurisée peut être recyclée dans la production d'électricité.

Au Kenya, le choix en faveur de l'introduction en bourse a été facilité par l'existence d'une bourse des valeurs à Nairobi et par l'existence d'une expérience antérieure similaire et réussie : le capital de la société de transport et de distribution de l'électricité (KPLC) est en effet partiellement ouvert aux investisseurs privés depuis 1953.

Il faut toutefois insister sur le fait que le succès de cette pratique ne peut être obtenu que si le management de l'entreprise est performant et si le gouvernement s'engage à laisser vivre la société sur une base strictement commerciale.

1.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

La réforme institutionnelle du secteur de l'électricité au Kenya a commencé en 1997 avec le dégroupage de la société publique intégrée en une entité pour la génération (CPK puis KenGen) et une autre pour la transmission et la distribution (KPLC). La décision a été prise par le gouvernement dans le cadre d'un objectif de désinvestissement comme en témoigne le prospectus de vente distribué à l'époque¹, et avec un objectif financier d'engager l'épargne privée vers des investissements dans le secteur de l'électricité.

L'introduction en bourse de KenGen avait aussi pour objectif de faire évoluer et d'améliorer

¹ Le prospectus de vente indique :
« Conformément à la politique du gouvernement de cession de ses participations dans les entreprises publiques »



la stratégie et la gestion de l'entreprise sans recourir à la vente à un investisseur étranger stratégique.

1.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

L'ouverture du capital a été conçue dans le but d'obtenir le maximum d'actionnaires et non de le réserver à quelques actionnaires dominants.

Le gouvernement du Kenya (GoK) a offert 659 millions d'actions de KenGen au public à un prix d'offre de 11,90 K. shillings (environ US \$ 15 cents). Cela constituait 30% du capital en actions ordinaires existantes de la société.

Le nombre minimum d'actions qui pouvaient être souscrites dans l'offre publique était de 500 actions, c'est-à-dire environ 75 \$ US. Ce niveau a rendu le ticket d'entrée abordable pour un grand nombre de personnes.

Au même prix, le Gouvernement kényan a offert 1,5% du capital aux employés de KenGen, avec un minimum de 500 actions et un maximum de 200000 actions par demandeur.

En outre, la société a passé des accords avec certaines institutions financières pour fournir des financements aux employés qui souhaitaient acheter des actions dans le cadre de ce régime particulier.

La mise en œuvre a été réalisée en conformité avec les normes internationales (investigations requises par des cabinets juridiques et d'audit internationaux, choix d'un conseil en transactions reconnu internationalement) et avec un souci constant de communication équitable et précise. Il est intéressant de souligner que le prospectus de vente final présente clairement et sans dissimulation les risques de l'opération pour l'investisseur.

1.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

Le projet d'introduction en bourse de KenGen a été géré d'une manière très réaliste et professionnelle afin d'attirer les investisseurs, de les rendre confiants et désireux d'y participer:

- KenGen a été profitable au cours des 5 dernières années avant l'introduction en bourse ;
- Une nouvelle structure de gouvernance a été mise en place ;
- Le plan d'affaires était clair sur la stratégie et les valeurs de l'entreprise. Les objectifs étaient clairs et mesurables.

1.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

La procédure de vente d'actions se déroula entre le 20 Mars et le 12 avril 2006. Le succès fut considérable puisque l'offre fût souscrite trois fois.

L'ouverture en bourse a eu des avantages financiers directs: les recettes de la vente ont atteint la valeur d'US \$ 112 millions (pour 30% des parts).

Conformément aux objectifs, les acheteurs ont été nombreux (275000) et la part des actionnaires locaux individuels a été largement majoritaire (plus de 83%).

Il a également eu d'autres avantages importants à long terme:

- Selon la direction de l'entreprise, le management a été significativement amélioré: même si le gouvernement a conservé la majorité des droits de vote, il n'est pas impliqué au jour le jour et la gestion est conforme à la réalité économique. Par exemple, l'augmentation des coûts acceptés a été répercutée plus facilement sur les prix.
- L'émission d'obligations sur le marché de la bourse kenyane est planifiée et l'offre sera probablement souscrite en raison de la solide situation financière de Kengen. En conséquence, l'épargne du secteur privé local sera utilisée pour le développement du secteur.
- Cette importante introduction en bourse a donné une nouvelle dimension à la bourse (les actions de KenGen sont négociées activement). Elle a sensiblement augmenté le volume d'activité de la bourse et sa capacité à attirer l'épargne dans le secteur de la production.

1.7. ENSEIGNEMENTS: LES FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS ET LES RISQUES

L'épargne locale existe et peut être dirigée vers les investissements dans le secteur de l'électricité en ouvrant le capital des compagnies d'électricité au public.

Pour gagner la confiance des investisseurs et créer un cercle vertueux, la mise en œuvre doit se conformer à des règles et des conditions bien strictes :

- L'entreprise doit de préférence avoir été rentable au cours des 3 années précédentes. Si la société est en restructuration, il est beaucoup plus difficile de vendre des actions au public que de vendre le contrôle à un investisseur stratégique ;
- Une grande partie du produit de la vente doit être réinvestie par l'Etat dans le secteur. Ce réinvestissement traduit en effet la volonté de l'Etat de développer le secteur électrique et donne donc confiance aux investisseurs.
- Le gouvernement doit être cohérent et constant dans sa politique et donner la possibilité à l'entreprise de couvrir ses coûts par le biais de la tarification. Si le gouvernement impose des tarifs ne correspondant pas aux réalités économiques, il doit alors verser des subventions compensatrices à l'opérateur. Dans le cas contraire, l'impact sur la situation financière de l'entreprise serait dissuasif pour les futurs investisseurs (obligations) ;
- Le gouvernement doit être cohérent dans sa volonté de développer l'entreprise sur une base commerciale, c'est-à-dire, notamment, en respectant la vérité des coûts et des prix.
- Les risques pour l'investisseur doivent être décrits de manière transparente. Il est en particulier nécessaire d'informer sur les évolutions possibles de la position concurrentielle de l'entreprise dans l'hypothèse de la mise en œuvre de marchés régionaux de l'électricité. En cas contraire, l'investisseur pourrait être lésé par l'arrivée sur le marché d'une énergie beaucoup plus compétitive. Dans le cas du Kenya, le pourcentage élevé de centrales hydroélectriques dans les actifs de KenGen constitue une garantie de fait que KPLC, acheteur unique d'énergie, se fournira toujours en premier lieu chez KenGen qui restera fournisseur au moindre coût (même au sein du futur marché régional) ;
- La préparation doit être très professionnelle et répondre aux standards internationaux (études et investigations préalables réalisées par des cabinets de réputation internationale) ;
- La mise en œuvre de dispositifs permettant de répartir la vente entre de très nombreux actionnaires individuels peut également être recommandée lorsque la présence d'opérateurs économiques influents dans le capital n'est pas souhaitée.





2. MOBILISER DES FONDS PRIVÉS POUR INVESTIR DANS LES UNITÉS DE PRODUCTION HYDRO-ÉLECTRIQUE: UNE EXPÉRIENCE EN OUGANDA

2.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

Certains pays africains au potentiel important peuvent facilement obtenir le financement de gouvernements étrangers ou organismes internationaux. Pour d'autres, cela est plus difficile et la participation du secteur privé pourrait être une solution (« Public Private Participation »), même si elle nécessite des arrangements financiers sophistiqués. Le projet « Bujagali » en Ouganda est un bon exemple de cette approche PPP.

2.2. RÉSUMÉ

En 1999, plus de 95% de la population de l'Ouganda n'avait pas accès à l'électricité. L'insuffisance de la capacité électrique en Ouganda a constitué un frein majeur à la croissance économique du pays. Le gouvernement ougandais a donc élaboré une réforme institutionnelle du secteur de l'électricité et a décidé de faire appel aux investisseurs privés pour la production de l'électricité, en particulier pour le projet hydroélectrique de Bujagali, qui était en mesure de faire passer la capacité nationale de 380 MW à 630 MW.

Il y a eu un premier essai infructueux de montage financier du projet avec des partenaires privés. Cet échec du premier essai n'est pas imputable au choix du partenariat avec le privé, mais aux difficultés sociales et environnementales et à des désaccords entre les parties.

Un nouvel investisseur privé (IPS & Sithe global) a été présélectionné par le gouvernement. Un accord a été obtenu sur les conditions de financement du projet et la centrale est actuellement en cours de construction. La mise en service est prévue pour l'année 2010/2011. L'investisseur privé a été un promoteur actif du projet.

Sur un coût total du projet de US 800 millions, les capitaux propres apportés par le groupe privé représentent 20% et les emprunts 80%. Les organismes internationaux sont les principaux prêteurs.

La leçon à tirer est qu'il est possible de financer un projet hydro-électrique avec un producteur indépendant mais que les discussions peuvent être difficiles et longues. Pour cette raison, le succès exige un engagement constant de toutes les parties: Dans le cas de l'Ouganda, le gouvernement ougandais, la Banque mondiale et les investisseurs étaient très impliqués et soucieux de parvenir à un accord.

2.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le secteur de l'électricité de l'Ouganda était en très mauvaise situation: une faible capacité (380 MW en 2002, avec un déficit de capacité de 170 MW en augmentation de 10% par an), 8 heures par jour de délestage, un très faible taux d'accès (moins de 5%)

À partir de 1999, le gouvernement de l'Ouganda a mis en œuvre une réforme en profondeur du secteur de l'électricité. Parmi les objectifs de cette réforme figuraient l'amélioration de la

gouvernance du secteur, la gestion des impacts environnementaux et le recours accru aux capitaux privés pour les investissements énergétiques.

Des concessions ont été accordées pour la distribution et plusieurs producteurs indépendants ont été autorisés.

Les efforts du gouvernement ougandais pour augmenter les investissements de production ont permis l'arrivée de petits producteurs indépendants (IPPs), créant ainsi de nouvelles capacités de production, mais avec un impact limité sur la réduction du délestage.

Au-delà de ces premiers résultats, l'objectif principal du gouvernement était donc d'organiser le financement du grand projet hydroélectrique de Bujagali (250 MW).

2.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Un premier schéma de participation public-privé pour la centrale hydroélectrique de Bujagali et ses 250 MW avait été étudié avec la société américaine AES (AES Nile Power). Cette tentative a échoué quelques semaines seulement avant la clôture des négociations, en 2003, pour plusieurs raisons: une opposition intérieure, une enquête de corruption et le retrait final de la société AES, ce qui a également conduit la Banque mondiale à retirer son soutien financier. L'échec n'est pas imputable à la participation du secteur privé, mais aux facteurs ci-dessus, aux problèmes d'impacts environnementaux, aux insuffisances de la gouvernance du secteur et à la réserve manifestée par les institutions financières internationales à l'égard des nouveaux projets hydroélectriques.

Un nouvel investisseur privé a été sélectionné par le gouvernement pour relancer ce projet sous un schéma «Build, Own, Operate, Transfer ». Une société privée, « BEL » (Bujugali Energy Ltd), est créée pour en assurer la mise en œuvre. Ses actionnaires sont IPS (Kenya), un membre de l'Aga Khan Fund for Economic Development (AKFED), et « Sithe Global », un producteur indépendant d'énergie d'origine américaine. Les actionnaires de Sithe sont Blackstone, un groupe privé, pour 80% et Reservoir Capital, un fonds de couverture (hedge fund), pour 20%.

Pour un coût total d'environ US \$ 800 millions, 20% ont été financés par des fonds propres et 80% par des emprunts. Les bailleurs de fonds ont été les principaux organismes internationaux, notamment la SFI à hauteur de - US \$ 130 millions, la Banque Européenne d'Investissement (BEI) à hauteur de US\$ 100 millions, la Banque Africaine de Développement (BAD) à hauteur de US\$ 110 millions. Les banques locales ont prêté US\$ 115 millions. Le gouvernement ougandais a apporté US\$ 92,5 millions afin de faciliter le bouclage financier et de financer la mise en œuvre du Plan d'action de réinstallation). En outre, MIGA a garanti US\$ 115 millions d'investissements.

Le bouclage financier a été obtenu et signé en avril 2008. La centrale est actuellement en construction et devrait être mise en service au milieu de l'année 2011.

2.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- L'investisseur privé semble avoir joué un rôle clé en tant que promoteur du projet;
- L'investisseur privé ne supporte pas le risque commercial, étant donné qu'un accord d'achat d'énergie a été signé pour 30 ans.



- Le gouvernement, par l'intermédiaire d'UETCL, supporte le risque hydrologique et les éventuelles conséquences négatives du réchauffement climatique (dispositions prévues dans le PPA et dans les accords de licence)
- La communauté internationale a soutenu le projet même si ce dernier est critiqué par certains défenseurs de l'environnement ou par des acteurs socio-économiques ougandais, et même si le groupe d'experts indépendants mandatés par la Banque Mondiale a affirmé que la puissance maximum générée par le projet ne dépassera pas 160 MW.

2.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Les montages financiers et juridiques du PPP ont été finalisés avec succès, alors même que le projet était très complexe.
- 20% des investissements ont été financés par le secteur privé en fonds propres, ce qui est significatif.
- Il est évidemment impossible de savoir si le projet sera un succès sur les plans économiques et environnementaux, mais il est maintenant en cours. Par exemple, les travaux de génie civil sont maintenant réalisés à 60%.
- Les mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux seront suivies par une ONG indépendante

2.7. ENSEIGNEMENTS: FACTEURS CLÉS DE SUCCÈS ET RISQUES

Le bénéfice de la participation d'un producteur indépendant n'est pas seulement financier. L'investisseur privé peut également jouer un rôle moteur dans le montage du projet. Il peut également permettre d'abaisser le coût total du projet par rapport à un projet géré strictement par le public. (Ceci n'est vrai que si le pilotage et la supervision sont très efficaces).

Mais pour l'instant il n'est pas possible d'espérer qu'une partie du risque du projet puisse être assumée par le secteur privé.

Le cas de l'Ouganda montre qu'il n'est pas impossible de capter des fonds privés pour les investissements hydroélectriques. A ce titre, les facteurs clés de succès ci-dessous peuvent être mentionnés

Premièrement, les parties prenantes doivent être fermement engagées et motivées parce que les discussions peuvent être longues et difficiles, comme illustré dans le cas de l'Ouganda. Le gouvernement ougandais ne s'est pas découragé suite à l'échec du montage financier de deux projets de centrales électriques, à savoir l'extension d'Owen Falls et l'AES Bujagali. Face à une sérieuse pénurie d'énergie, il s'est montré fortement motivé par le succès de Bujagali. La Banque mondiale elle-même a changé sa position sur les projets hydroélectriques et a souhaité participer à ce projet.

Deuxièmement, l'investisseur devrait, de préférence, avoir une bonne connaissance du pays. L'« Aga Khan Development Network » travaillait en Ouganda depuis plus de 50 ans dans de nombreuses entreprises y compris dans les médias. Il avait également une concession pour produire, distribuer et vendre de l'énergie dans la région « West Nile ». Ainsi, il a été en mesure de comprendre et de négocier plus facilement dans le paysage politique de l'Ouganda.



Troisièmement, comme pour tous les producteurs d'énergie indépendants, un cadre institutionnel pertinent et une grande capacité de gestion de projet, de contrôle et de surveillance sont nécessaires.

2.8. ANNEXE: LITIGES ENVIRONNEMENTAUX

Le projet de barrage a suscité de nombreuses contestations ainsi que des plaintes portant sur l'absence de procédure compétitive et des critiques sur l'opportunité même du barrage. Certains opposants estimaient en effet que les habitants, de toute façon, n'auraient pas les moyens de payer l'électricité produite. Lorsque l'usine sera construite, des chutes d'eau et des îles seront submergées. La végétation et la biodiversité seront perdues, notamment les poissons, les oiseaux et les arbres caractéristiques de la région. Le tourisme sera également touché de manière spectaculaire.

Bujagali est un projet de catégorie A selon les procédures IFC pour les impacts environnementaux et sociaux des projets. Cela est dû au fait qu'il peut causer des «effets négatifs importants sur l'environnement et / ou des impacts sociaux qui sont sensibles, divers ou sans précédents». La Banque mondiale a finalement approuvé un certain nombre de mesures visant à répondre aux réserves exprimées par une inspection de la Banque.

http://www.bujagali-energy.com/bujagali_projectOverview1.htm

3. CRÉER LA CONFIANCE POUR FACILITER L'OBTENTION DES FINANCEMENTS PUBLICS MULTILATÉRAUX ET BILATÉRAUX: LA BONNE PRATIQUE ÉTHIOPIENNE

3.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE. ET PAYS CONCERNÉS

Au cours des dernières années, le développement de centrales hydroélectriques a été très faible dans les pays africains pour des raisons environnementales et financières. Les contraintes financières sont bien connues: le secteur privé n'est pas intéressé par des investissements à très long terme et les Etats n'ont pas assez de ressources budgétaires.

Aujourd'hui, le contexte international augmente considérablement la nécessité de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique en Afrique. L'Éthiopie a réussi à attirer les fonds internationaux publics pour financer son ambitieuse politique de développement.

Il pourrait donc être très utile de comprendre les raisons et les conditions de la réussite de cette pratique éthiopienne, surtout pour les pays dotés d'un potentiel hydroélectrique.

3.2. RÉSUMÉ

Au début du projet, le taux d'électrification était d'environ 5%, alors que le pays était connu pour la richesse de son potentiel en énergie hydraulique (45000 MW). Le gouvernement a alors décidé d'accorder une réelle priorité à l'électrification, considérée comme un facteur important de réduction de la pauvreté. Pour cela, il a conçu une stratégie cohérente visant à améliorer l'efficacité du secteur, mais aussi à construire une relation de confiance avec la communauté internationale des bailleurs de fonds afin de financer les lourds investissements



hydroélectriques. Le projet comprenait un volet institutionnel (création d'une société commerciale « EEPCo » et d'une nouvelle gouvernance), un effort budgétaire dans la durée, et un effort important d'amélioration des performances de la compagnie d'électricité EEPCo. Les résultats sont très positifs: le taux d'électrification est à ce jour de 33% et de nouvelles installations, pour une puissance de 3.000 MW, sont déjà financées dans de bonnes conditions. La communauté internationale est maintenant confiante dans le fait que les projets seront bien gérés et qu'un effort constant sera fait pour diminuer les coûts de fonctionnement et pour rendre l'énergie abordable. Ce sont donc la rigueur et l'effort internes qui ont permis d'attirer les financements dans de bonnes conditions.

3.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Lorsque le changement a commencé, en 1998, l'Éthiopie avait un très faible taux d'accès à l'électricité², de l'ordre de 5%, au début de la réforme alors que le potentiel hydroélectrique était très élevé (45000 MW).

Le principal objectif du gouvernement était de réduire la pauvreté, en partie en améliorant l'accès à l'électricité. Par conséquent, une forte augmentation de la demande était prévue, se traduisant par un besoin de nouvelles capacités de production.

Il devint ainsi prioritaire de trouver les bons financements pour réaliser ces investissements.

3.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Les principaux acteurs du secteur étaient tout à fait conscients que la principale condition pour obtenir les financements publics extérieurs résidait dans la confiance des prêteurs dans la gouvernance du secteur et dans la capacité de remboursement des emprunts.

Pour développer cette confiance, plusieurs actions ont été menées :

- La compagnie d'électricité a été instituée en entité juridique autonome et le gouvernement a amélioré les règles de gouvernance. Un Conseil d'administration a été créé. On peut estimer que l'implication du gouvernement en faveur du secteur de l'électricité l'amène à choisir les membres du conseil d'administration sur la base de leurs seules compétences.
- Les activités de l'entreprise ont été rationalisées en utilisant la méthode dite de « gestion par la qualité totale ».
- Au cours des dix dernières années, EEPCo a mis en œuvre une démarche de réingénierie des processus - Business Process Reengineering (BPR)- qui a généré une amélioration globale de la performance des opérations.
- La capacité de gestion des projets a été considérablement améliorée et est devenue plus efficace : les chefs de projet sont maintenant largement autonomes. La supervision des contractants est très active et professionnelle. Tous les acteurs participent au processus de planification.
- L'élaboration d'un plan de développement à moyen terme et de prévisions crédibles de la demande a permis d'asseoir la communication avec les bailleurs de fonds sur des bases objectives et réalistes. La rentabilité de la compagnie a été assurée grâce à ces efforts et à une politique tarifaire réaliste.



² Pourcentage de la population vivant dans les villes et villages électrifiés



3.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- L'engagement constant du gouvernement: le gouvernement a donné une priorité claire et cohérente au budget du secteur de l'énergie.
- La rentabilité de la compagnie EEPCo et l'effort constant pour améliorer l'efficacité de l'entreprise.
- Le professionnalisme et le savoir-faire des gestionnaires.
- Un système de gouvernance clair avec un conseil d'administration fort et respecté.
- Une stratégie de réduction des coûts par la réingénierie des processus (méthode BPR), mais aussi par un bon partenariat avec les entreprises locales.

3.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Les ressources financières requises pour financer plus de 3000 MW ont été trouvées.
- Les conditions de financement dépendent des projets mais elles sont globalement favorables puisque le coût total du nouveau kWh devrait être d'environ 0,04 \$ US.
- Des obligations devraient être émises très prochainement, ce qui permettrait de mobiliser l'épargne locale pour le développement du secteur.
- Pour obtenir ce résultat, la compagnie d'électricité a fait d'importants efforts pour améliorer sa performance et a changé sa gouvernance, son organisation et son management.
- Le délai de montage des projets pour de nouvelles unités a été réduit de 8 / 9 ans à 4 / 5 ans.
- Le taux d'électrification atteint 33% en 2009.
- Le processus d'instruction des dossiers par les Agences internationales a également été amélioré grâce à la confiance dans le secteur éthiopien (par exemple réduction du délai de non-objection).
- L'Éthiopie bénéficie d'une forte implication de la Banque Mondiale dans le financement de l'extension du réseau de distribution et des interconnexions (un demi-milliard de \$).

3.7. ENSEIGNEMENTS : FACTEURS DE SUCCÈS ET RISQUES

Il n'y a pas de concurrence dans l'industrie électrique éthiopienne. La compagnie publique intégrée verticalement est toujours là. Toutefois, le secteur a fortement évolué et s'est constamment amélioré depuis le début de la réforme. Comment peut-on expliquer ce succès?

- Une volonté politique claire et constante de développer l'électrification du pays à un coût abordable.
- Une bonne gouvernance et un leadership fort.
- Un courage politique permettant de demander des efforts importants au management ainsi qu'au personnel: la réingénierie, la réduction des coûts et le renvoi des opposants à la nouvelle stratégie.
- Une attitude sérieuse et professionnelle dans toutes les négociations.

Tous ces facteurs ont permis de donner confiance à la communauté internationale.



4. DÉVELOPPEMENT ACCÉLÉRÉ DE L'ÉLECTRIFICATION RURALE PAR LA MISE EN ŒUVRE DE PROCESSUS STANDARDISÉS: LE PROJET DU PETIT PRODUCTEUR D'ÉLECTRICITÉ (SMALL POWER PRODUCER PROJECT-SPPP) EN TANZANIE

4.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

Développer l'électrification rurale est un objectif clé pour réduire la pauvreté dans de nombreux pays africains. La première étape consiste à utiliser les sources d'énergie économiquement viables, et principalement les énergies renouvelables. Le projet du petit producteur d'électricité en Tanzanie (SPPP) est d'une grande valeur car il facilite et accélère les investissements dans les petites centrales rentables et utilisant des sources d'énergie renouvelables.

Cette pratique pourrait être adoptée par tous les pays africains dotés d'un réseau de transport étendu et d'un fort potentiel dans la mini-hydraulique ou dans les déchets agricoles pouvant être transformés en chaleur et électricité.

4.2. RÉSUMÉ

Dans les années 2000, l'accroissement du taux d'accès à l'électricité est devenu l'une des priorités du gouvernement de la Tanzanie afin de réduire la pauvreté et de faciliter la croissance économique. Le taux d'accès à l'électricité était inférieur à 10% au niveau national et inférieur à 2% en milieu rural.

Les principales contraintes se situaient au niveau du manque de ressources financières de la société électrique publique TANESCO et de mécanismes financiers et réglementaires inadaptés à l'électrification rurale.

La nouvelle politique énergétique du gouvernement s'est adaptée à ces objectifs et contraintes ainsi qu'à l'engagement d'accroître l'utilisation des énergies renouvelables.

Un nouveau cadre institutionnel ainsi que des outils adaptés et normalisés ont été conçus pour l'électrification rurale. L'objectif principal du Projet SPPP était de permettre une augmentation rapide de l'accès à l'électricité sur le terrain avec des projets économiquement viables et un financement privé.

Les résultats sont très positifs et les projets actuellement rassemblés dans le cadre de ce Projet pourraient permettre la mise en œuvre prochaine de 300 nouveaux MW. Les principales raisons de la réussite sont : le cadre institutionnel, l'implication de toutes les parties prenantes, la transparence, la qualité des documents normalisés et des dispositifs économiques et contractuels, la viabilité des projets sélectionnés (le coût de l'énergie produite doit être inférieur au « coût évité » pour la société d'Etat) et le potentiel existant dans les énergies renouvelables pour les mini-centrales.

La politique et les outils SPPP pourraient être utilisés dans plusieurs pays africains.

4.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le gouvernement de la Tanzanie était conscient du rôle clé que joue le secteur de l'électricité dans le développement du pays. Mais il se rendait compte également de l'importance des capitaux requis pour financer l'hydroélectricité et des limites des capacités budgétaires. C'est pour cette raison que les réformes du secteur de l'énergie ont eu pour objectif d'encourager la participation du secteur privé dans la fourniture d'électricité tandis que l'élaboration des politiques, des réglementations et de la planification stratégique restaient sous sa compétence.

Compte tenu du faible taux d'accès à l'électricité (environ 10%), le gouvernement s'est fixé pour objectif de trouver le moyen d'accélérer le rythme d'électrification rurale avec des investissements privés et sans subventions.

4.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Considérant d'une part les capacités des centrales électriques en attente de développement et utilisant une énergie renouvelable, et d'autre part la configuration et les niveaux de tension du réseau électrique de la Tanzanie, le petit producteur d'électricité (SPP) a été défini comme une centrale électrique utilisant une source d'énergie renouvelable ou des déchets ou la cogénération de chaleur et d'électricité, avec une capacité de production inférieure à dix (10) MW.

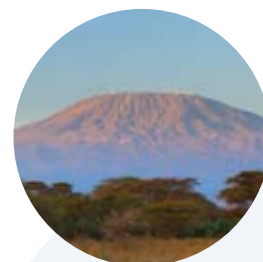
Les petits producteurs sont intégrés dans le système de distribution et nécessitent donc une interconnexion au réseau existant avec relativement peu de lignes de moyenne tension, et sans affecter la qualité du service à la clientèle sur les lignes de distribution.

Les projets des petits producteurs sont approuvés par le régulateur si le coût du kWh est inférieur au coût évité par le distributeur.

Afin d'accélérer le processus, une régulation légère et des documents et contrats normalisés ont été conçus:

- Formulaires d'inscription normalisés afin de réduire au minimum les formalités administratives au sein de l'agence de régulation (EWURA), de l'agence d'électrification rurale (REA), du Ministère de l'énergie et des mines (MEM) et des autres ministères concernés.
- Mécanisme simplifié de contrôle du respect des exigences en matière d'environnement et de sécurité.
- Contrats d'achats d'électricité aux producteurs (small Power Purchase Agreements-SPPA)
- Méthodologie tarifaire pour les petits producteurs.
- Définition de la périodicité des révisions tarifaires

Tous ces documents sont en conformité avec la Loi sur l'électricité qui porte création de la REA et de l'EWURA ainsi qu'avec la politique de l'énergie (2003).



4.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- Des directives précises ont été définies (l'EWURA les a approuvées après consultation de toutes les parties prenantes). Elles ont été acceptées par toutes les parties qui seront chargées de mettre en œuvre le processus, depuis l'identification du projet jusqu'à la mise en service.
- Les actions sont coordonnées de façon à ce que le gouvernement et les organismes publics chargés d'une manière ou d'une autre de faciliter le développement des projets, soient prêts et disposés à le faire.
- L'objectif principal est de rendre plus facile et plus rapide le développement par le secteur privé de mini-centrales électriques interconnectées en utilisant des sources d'énergie renouvelables.
- Les dispositions spécifiques des nouveaux projets sont réduites au strict minimum: la majorité des dispositions de mise en place sont déjà disponibles
- L'énergie est vendue à l'entreprise de transport à un prix correspondant au coût évité. Le coût marginal à long terme (LRMC) est la base pour le calcul des coûts évités. Le LRMC est le coût de fourniture d'un kWh additionnel et de la puissance correspondante à long terme par le système de production.
- Si le coût estimé de l'énergie produite est plus élevé que le coût évité pour l'acheteur unique, le projet n'est pas approuvé.
- Il existe une véritable volonté de soutenir l'initiative, en particulier de la part de TANESCO et un processus clair pour permettre de connecter dans un délai donné les nouvelles capacités au réseau.



4.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Le modèle du petit producteur d'électricité a donné corps à bon nombre de projets dans le pays: 35 projets sont à différents stades de mise en place. Après mise en œuvre, aux alentours de 2013, cela se traduira par une augmentation de la capacité de 300 MW.
- Cette augmentation de la capacité de production aura un impact sur la clientèle potentielle, faisant ainsi passer le pourcentage de la population ayant accès à l'électricité de 10% à 19%.
- Cela se traduira également par la réduction de la pauvreté étant donné que certaines populations rurales seront amenées à créer de petites activités commerciales, des écoles, des dispensaires et les industries légères comme la noix de cajou et la pêche.
- Les sources d'énergie dans le pays seront diversifiées et créeront un nouvel équilibre entre le thermique et l'hydroélectrique.
- Le projet SPP a réduit la période de négociation entre les parties. Par exemple, le projet ARTUMAS GROUP dans le sud-ouest du pays a pris plus de 4 ans pour que le contrat d'achat d'électricité soit négocié et signé. Grâce aux outils standards mis en place, de nouveaux projets comme par exemple l'île de Mafia, TPC, Sao Hill ont pu voir leurs contrats signés dans un délai beaucoup plus court.

4.7. ENSEIGNEMENTS: FACTEURS DE SUCCÈS ET RISQUES

La pratique tanzanienne peut être considérée comme un réel succès, même si elle n'en est qu'à ses débuts. Ce type de pratique a également bien fonctionné dans d'autres pays comme le Sri-Lanka et le Bangladesh.

Parmi les facteurs clés de succès de l'expérience tanzanienne, les éléments suivants peuvent être mentionnés:

- Toutes les parties prenantes ont été impliquées dans la prise de décision et le système est transparent, ce qui est conforme aux principes de base de la bonne gouvernance.
- Un cadre institutionnel et réglementaire opérationnel pour la fourniture d'un service électrique viable en zone rurale sur la base de sources d'énergie renouvelables a été mis en place.
- Le projet a été conçu pour être flexible dans ses modalités de mise en oeuvre, et permettra l'intervention d'acteurs alternatifs tels que les coopératives, les ONG et des regroupements public-privé. Le projet financera la diffusion de l'expérience et la formation nécessaire afin de renforcer la participation du secteur privé et des intermédiaires financiers dans les projets d'électrification rurale hors réseau interconnecté.
- L'élimination des obstacles et la réduction des coûts de mise en place des technologies d'énergie renouvelable pour aider à atténuer les émissions à effet de serre.



AMÉLIORATION DE L'EFFICACITÉ



5. LA VALORISATION DES RESSOURCES HUMAINES ET DES COMPÉTENCES LOCALES PAR LES REPRENEURS STRATÉGIQUES ÉTRANGERS: LA PRATIQUE CAMEROUNAISE DE 2004 À 2006

5.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

L'expérience du Cameroun peut être utile à tous les pays africains ayant fait le choix de concéder tout ou partie du secteur électrique à un opérateur stratégique étranger. Elle montre l'importance de prendre en considération la politique de gestion des compétences nationales au niveau du contrat de concession ou au stade de la sélection du repreneur.

5.2. RÉSUMÉ

Au début de la prise en concession de la SONEL par le groupe américain AES, la pratique managériale a été perçue comme brutale par le personnel et a généré une démobilité du personnel, des conflits sociaux et parfois des sabotages. Les résultats s'en sont ressentis pendant 3 ou 4 ans (nombreux délestages, objectifs non tenus, résultats financiers dégradés).

AES-Sonel a donc décidé en 2004 de redynamiser l'entreprise en nommant un directeur général camerounais, en recrutant plus de cadres camerounais, et en développant une politique active de gestion de ses ressources humaines visant à remobiliser les effectifs: promotions et augmentations de salaires, formations, code de déontologie et convention collective.

Les résultats opérationnels et financiers se sont trouvés nettement améliorés: le rendement de distribution est passé de 68% en 2003 à 79% en 2006, le nombre d'abonnés Basse Tension s'est accru de 12,7% entre 2004 et 2007, le résultat d'exploitation est passé de 9,9 milliards FCFA en 2004 à 33 milliards en 2006.

Depuis 2 ans, cette bonne pratique a été délaissée et la situation du secteur se trouve aujourd'hui à nouveau très difficile.

Il peut donc être recommandé, dans certaines configurations, d'accorder plus d'importance aux engagements des repreneurs en matière de gestion des ressources humaines aux stades du cahier des charges, du contrat de concession et du suivi.

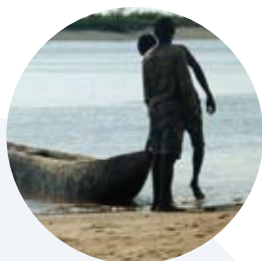
5.3. CONTEXTE ET ORIGINE

En Juillet 2001, la société privée américaine AES signe le contrat de concession (Production, Transport, Distribution) pour une durée de 20 ans. De mauvais résultats ont caractérisé les trois premières années (objectifs non tenus, délestages accrus etc.). Les raisons en étaient multiples (mauvaise hydraulité, difficultés financières du groupe AES rendant (impossible la mobilisation des ressources financières pour investir) mais la gestion pratiquée en matière de ressources humaines a accru sensiblement les difficultés.

A l'origine la pratique managériale du repreneur privé a été considérée comme brutale et a généré des conflits entre le personnel expatrié et le personnel local. Un programme de

départs volontaires portant sur 965 agents (24 % des effectifs) a été lancé en 2001 et de nombreuses compétences nationales clés ont été perdues. D'autres membres du personnel ont pu développer une attitude d'opposition.

En 2004, le climat social de l'entreprise était au plus bas : démobilisation et démotivation totales, absence d'adhésion au projet de l'entreprise et manque de loyauté allant chez certains agents jusqu'au sabotage.



5.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Face à cette situation, AES-Sonel a décidé de nommer un camerounais à la Direction Générale en remplacement du directeur général expatrié alors en place. L'objectif était de faciliter la renégociation du contrat de concession sur une base actualisée et réaliste (ce qui a été obtenu fin 2006) et de redynamiser l'entreprise, notamment par une politique de valorisation des compétences locales. Cette politique de gestion des ressources humaines a inclus trois volets : recrutement de nationaux, formation, promotion interne et augmentation de salaires.

Le premier volet du projet a consisté à remplacer certains expatriés par des Camerounais dotés d'une expérience internationale et recrutés en particulier en Europe.

Une politique de formation ambitieuse a été mise en place (environ 1% des frais de personnel). En plus des formations techniques, une partie du personnel a pu bénéficier de formations internationales aux méthodes et outils modernes de gestion entre 2005 et 2008 (Université de Darden -USA, UCAC – Yaoundé, DDI – France).

Un code de déontologie a été élaboré sur la base de valeurs préalablement approuvées par l'ensemble du personnel d'AES.

En 2005, une Convention Collective sur les conditions et normes de travail a été signée avec les Syndicats.

La promotion des agents a été active et la part des ouvriers et employés a été ramenée de 44% en 2004 à 26% en 2007.

Des augmentations salariales significatives ont été attribuées en 2004 et 2007.

5.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

AES-Sonel avait souffert d'une gestion de ressources humaines jugée violente et discriminante à l'égard des cadres nationaux. Cette politique a eu un impact très négatif sur les résultats. La priorité de la nouvelle direction a donc été de mettre en oeuvre une politique globale et radicale de valorisation des compétences nationales en agissant sur l'ensemble des composantes : recrutement, formation, code de déontologie, accords sur les conditions de travail et les salaires.

5.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Le rendement de distribution est passé de 68% en 2003 à 79% en 2006
- Le nombre d'abonnés en basse tension, qui n'avait augmenté que de 4,8% entre 2001 et 2004, s'est accru de 12,7% entre 2004 et 2007.
- Le ratio « frais de personnel/kWh vendu » a été sensiblement accru (de 4,74 Fcfa en 2003 à 8,80 en 2007, soit environ 1,7 \$US cents). Ce résultat est généralement considéré comme négatif dans un contexte normal mais, dans le contexte camerounais, il a eu un effet positif car il est resté raisonnable et compatible avec une amélioration du résultat de l'entreprise. En effet, le résultat d'exploitation est passé en milliards FCFA de 1,5 en 2003 à 9,9 en 2004, 31,3 en 2005 et 33 en 2006).
- En revanche, le recrutement de nationaux à l'étranger n'a pas été un plein succès en raison de la difficulté d'intégration dans l'environnement économique et social camerounais : 50% de ces agents ont été licenciés en 2007 et 2008!

5.7. ENSEIGNEMENTS: FACTEURS DE SUCCÈS DE LA MISE EN CONCESSION

L'arrivée massive d'expatriés et la mise à l'écart des compétences clés locales a certainement constitué l'une des causes majeures d'échec des contrats de concession dans certains pays africains, dont le Cameroun durant les 3 premières années.

L'expérience présentée montre a contrario que la mise en œuvre d'une politique cohérente, globale et volontariste de mobilisation et de motivation des ressources humaines nationales est un facteur clé de succès de la concession au secteur privé.

Même si la politique de nomination et de recrutement est de la responsabilité de l'actionnaire majoritaire, il peut être recommandé d'inclure certaines orientations ou exigences dans le cahier des charges de la délégation du service public.

Par ailleurs, les engagements en matière de politique de gestion des ressources humaines pourraient être utilement joints au contrat de concession et évalués lors du choix du concessionnaire.

L'expérience camerounaise montre bien que la motivation et l'efficacité du personnel ne dépend pas que du salaire mais d'un ensemble de mesures, dont la formation, et une politique générale de valorisation et de motivation.

6. LE FINANCEMENT EFFICACE DES NOUVELLES CAPACITÉS DE PRODUCTION: LA PRATIQUE ÉGYPTIENNE

6.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

Le débat sur la meilleure façon de financer les investissements de nouvelle génération est souvent abordé sur un plan théorique. L'expérience égyptienne met en évidence le fait que le meilleur choix peut être fait en fonction de la réalité nationale et internationale et non sur des principes idéologiques. Elle nous donne des orientations pour abaisser le coût du kWh produit. La plupart des pays africains peuvent tirer des enseignements pratiques de cette expérience.



6.2. RÉSUMÉ

Le gouvernement Égyptien a obtenu de bonnes conditions de financement pour les nouveaux investissements de capacité sous deux schémas différents et successifs: producteurs d'électricité indépendants puis financement public. Ces deux régimes successifs (avant et après 2003) ont été couronnés de succès et adaptées à la situation. Ce changement empirique a été possible - entre autres - parce que la réforme avait introduit de la flexibilité dans le système de financement.

Les résultats ont été très positifs: en 2002 et 2003, 3 producteurs d'électricité indépendants ont été mis en place avec une capacité totale de 2048 MW. Depuis 2003-2004, 4500 MW ont été financés par les institutions financières internationales et par le holding électrique public EEHC (Egyptian Electricity Holding Company) ainsi qu'avec les banques nationales. Pour l'ensemble de ces nouveaux investissements, la nouvelle production énergétique a été obtenue à un coût vraiment compétitif.

En outre, le gouvernement égyptien a été le promoteur de la création d'une société d'ingénierie locale, ce qui s'est avéré efficace pour augmenter la part des composants locaux dans le projet et pour réduire le coût du kWh.

La principale leçon à retenir de ce cas est que le seul objectif pratique devrait être de produire l'énergie au moindre coût et la meilleure façon (IPP, financements publics internationaux, PPP) pour y parvenir dépend des conditions locales et internationales du moment.

6.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

En 1996, une nouvelle loi autorise la concession de services publics à des investisseurs privés et à construire, exploiter et entretenir les centrales électrique (BOOT).

À cette époque, le taux d'accès à l'électricité était déjà proche de 100% mais la croissance moyenne de la demande était très élevée et pouvait aller jusqu'à 7,6% par an.

Par voie de conséquence, les besoins de financement des investissements étaient très importants. Le principal objectif du gouvernement était d'obtenir le nouveau kWh au prix le plus bas afin de maintenir l'approvisionnement en électricité pour tous les Égyptiens à un prix abordable. La réalisation de cet objectif se heurtait à des contraintes budgétaires importantes et à un déficit cumulé du secteur très lourd (environ US\$ 1,5 milliards en 2000). Ainsi fût-il décidé par le gouvernement que les nouveaux investissements seraient financés par le secteur privé.

6.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Première étape: les investissements via les producteurs indépendants d'électricité

En 2002 et 2003, trois centrales de producteurs d'électricité indépendants (Sidi Krir, Port Said et Suez) ont été mises en service, ajoutant ainsi 2048 MW à la capacité de production nationale. Ces contrats ont été attribués après une très forte concurrence (50 candidats à la présélection pour le premier projet). Cette concurrence a permis d'obtenir des coûts très intéressants pour la nouvelle énergie ainsi produite (0,0254 \$ US / kWh).



Les conditions de l'appel d'offres ont été sécurisantes et incitatives pour les investisseurs étrangers: contrats « take or pay » pour 70% de la capacité, contrat d'achat de gaz avec un prix bas, prix d'achat exprimé en dollars dans les contrats d'achat d'énergie (PPA), garanties et possibilité d'arbitrage international.

Toutefois, le fait que des dispositions similaires dans d'autres pays d'Afrique n'ont pas rencontré le même succès et ont abouti à des coûts très élevés de l'énergie doit être souligné. L'explication du grand succès en Egypte doit être attribuée à la perception positive du climat des affaires et par la perspective de nombreux autres projets similaires.

Deuxième étape: investissements financés par des fonds publics nationaux et internationaux

Après la dévaluation de la monnaie égyptienne, de nouvelles dispositions ont été élaborées pour les contrats des producteurs d'électricité indépendants: le financement en devises étrangères par les banques locales a été interdit et les nouveaux producteurs d'électricité indépendants ont dû trouver leurs propres clients (EEHC n'a plus été l'acheteur unique obligatoire). Aucun investisseur privé n'aurait pu prendre en charge un tel risque si bien que la recherche de financement public s'est avérée nécessaire.

Depuis 2004, les nouvelles centrales électriques ont été financées en grande partie par des gouvernements étrangers et des organismes publics internationaux (4500 MW). Cela fut également un grand succès: les institutions financières internationales ont financé l'ensemble des besoins en devises, 30% du coût était en monnaie nationale et le coût moyen de la nouvelle capacité a atteint 330 \$ US par kW, ce qui est un niveau compétitif par rapport aux coûts internationaux.

Troisième étape: Développer la part locale des investissements

Un des objectifs clés du gouvernement a toujours été d'obtenir un prix abordable pour la production d'énergie en augmentant la part des acteurs locaux. L'un des moyens pour y parvenir a consisté à mettre en place une société d'ingénierie égyptienne par le biais d'une joint venture avec une grande entreprise internationale (Bechtel).

L'utilisation d'une société d'ingénierie locale de renommée mondiale semble avoir été un outil clé pour accroître la part locale des achats, pour renforcer l'industrie nationale et pour réduire les coûts d'investissement des centrales électriques.

Le gouvernement a été le pilote de cette joint-venture nommée PGESCO (40% détenus par Bechtel, 60% détenus par des actionnaires publics et nationaux). Dans l'accord initial, il était mentionné que 2 projets nouveaux seraient réservés à la nouvelle société en échange d'engagements de transfert de technologies et d'investissements.

Quatrième étape: Réduire les coûts de distribution en créant des entités juridiques et commerciales autonomes et en mettant en place une gouvernance efficace.

La holding 100% publique EEHC détient encore 100% des actions de ses filiales dégroupées (1 société de transport et 8 sociétés de distribution). Mais ces entreprises doivent être gérées comme des entreprises commerciales privées (états financiers, reporting, changement du directeur général sur la seule base des résultats, etc.)





En outre, le régulateur a mis en place un système de comparaison des indicateurs (benchmark) pour les sociétés de distribution, ce qui constitue un moyen très efficace pour améliorer la performance.

Prochaine étape à venir

Une nouvelle réforme institutionnelle est en cours d'élaboration afin de faciliter l'intégration future du marché égyptien avec les marchés régionaux et l'Union Européenne. Les nouvelles règles seront en accord avec celles de l'UE afin que le secteur privé soit de plus en plus impliqué dans les investissements au sein d'un marché international concurrentiel par le biais de plusieurs schémas de partenariats public privé (PPP).

6.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- Le gouvernement a toujours eu le souci de développer un climat des affaires favorable: les remboursements sont réalisés dans les délais, la loi et les contrats sont respectés.
- Le secteur de l'électricité a toujours été une priorité dans l'agenda du gouvernement. L'Etat s'engage à fournir l'énergie à des prix abordables à l'ensemble de la population.
- Toutes les décisions ont été orientées vers l'efficacité et sans aucune rigidité idéologique. Lorsque le contexte économique a changé, la stratégie financière a été rapidement adaptée.
- La capacité technique des responsables du secteur public a permis de négocier sur une base professionnelle avec les producteurs d'électricité indépendants. Cela a permis de mettre au point des contrats efficaces et stables.

6.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Quel que soit le système de financement, les besoins en investissement ont été financés facilement et à faible coût: 6.548 MW l'ont été depuis 2002 (2048 MW par les indépendants et 4500 MW, avec un financement public).
- Pour le premier projet d'IPP, le prix d'achat a été de 0,0254 \$ US par kWh, ce qui peut être considéré comme un faible prix.
- Après 2004, tous les besoins en devises étrangères pour les nouvelles centrales ont été financés avec succès par des gouvernements étrangers ou des organismes internationaux dans de bonnes conditions. Il en a résulté un coût de 330 \$ US par kW, ce qui constitue un très bon résultat.
- Dorénavant les coûts d'approvisionnements locaux représentent 100% pour la distribution, 80% pour la transmission et 40% pour la production.
- Les premiers investisseurs privés, à savoir InterGen, Edison et EDF, ont décidé de vendre leurs actions en 2004 et 2006 pour des raisons stratégiques. Le fait qu'ils ont facilement trouvé de nouveaux investisseurs (Globelec et une société malaisienne) mérite d'être souligné. C'est un signe clair de confiance dans le climat des affaires et dans le marché.

6.7. ENSEIGNEMENTS

Du cas pratique égyptien, on peut tirer quelques enseignements sur les principaux facteurs de succès pour financer les nouveaux investissements dans de bonnes conditions:

- Un climat des affaires perçu positivement. Le cas pratique égyptien a mis en évidence le fait que si les investisseurs sont convaincus que le régime juridique est adapté et appliqué, qu'il ya peu de corruption ou d'abus de pouvoir et que le gouvernement est en faveur du développement du secteur privé, la prime de risque sera alors très faible. Certains pays africains trouvent que le prix de l'énergie fournie par les producteurs indépendants est élevé. La mauvaise perception du climat des affaires dans le pays pourrait en être une des causes principales.
- Un marché avec d'importantes opportunités. L'efficacité de la concurrence pour le marché (lors des appels d'offres) dépend en grande partie de la taille du programme d'investissements à moyen terme (15 BOOT avaient été programmés dans le plan initial). Le développement de pôles énergétiques régionaux dans plusieurs régions d'Afrique aura ainsi certainement un impact positif sur la concurrence et le coût du kWh.
- La capacité technique et de négociation des responsables égyptiens. Ce facteur a été décisif lors des négociations des contrats avec les IPPs mais aussi avec les bailleurs publics. Un important processus d'apprentissage dans ce domaine existe et les échanges d'expériences entre les pays africains semblent d'un grand intérêt.
- Un sens du Réalisme. Ce cas pratique met en évidence le fait qu'il n'y a pas une solution, mais que chaque pays doit trouver la meilleure façon de faire au regard de son propre contexte économique. Le législateur égyptien prépare actuellement une nouvelle réforme en vue de bénéficier de la future concurrence au sein de grands marchés régionaux intégrés. Pour de nombreux pays africains, la seule solution pour abaisser le coût de l'électricité réside dans le fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité et dans l'implication du secteur privé (PPP) et non dans l'idée que le financement public (national et international) est une solution durable dans de bonnes conditions.
- Mise en place d'une société d'ingénierie locale et actions pour renforcer l'industrie locale de composants. La pratique égyptienne pourrait être mise en œuvre à un niveau régional en Afrique. Ces entreprises doivent être mises en place en tant que joint-ventures avec des sociétés d'ingénierie étrangère de classe mondiale afin d'être compétitives et de promouvoir l'industrie locale régionale pour les composants des centrales notamment.

7. AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE PAR LA MISE EN ŒUVRE D'UN CONTRAT DE GESTION: L'EXPÉRIENCE DU LESOTHO

7.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

Les contrats de management sont devenus rares en Afrique pour deux raisons principales. Premièrement, la plupart des expériences précédentes ont échoué. Deuxièmement, depuis les années 80, l'amélioration de la performance du secteur était censée provenir de la libéralisation et de la privatisation.

Aujourd'hui, le contexte international a changé et la façon de penser est différente. L'évaluation des réformes dans le secteur de l'électricité en Afrique est controversée et il devient de plus en plus difficiles dans de nombreux pays africains d'impliquer des investisseurs privés dans les services publics.

Les contrats de gestion peuvent donc constituer des solutions adaptées pour l'avenir sous réserve de respecter les conditions de succès.





Le contrat de management qui a été expérimenté avec succès au Lesotho peut être instructif pour tous les pays qui ne peuvent ou ne veulent privatiser leurs services publics tout en bénéficiant de l'efficacité de la gestion privée.

7.2. RÉSUMÉ

Les réformes du secteur de l'électricité au Royaume du Lesotho ont commencé dans les années 1980 du fait de la nécessité d'accroître l'accès à l'électricité et afin de mettre à niveau opérationnellement et financièrement la Société publique (LEC) qui était alors en très mauvaise situation.

Le choix de l'Etat s'est porté sur la mise en place d'une concession à long terme du service public à un investisseur stratégique ayant les ressources nécessaires. Toutefois, en raison de la mauvaise situation de l'entreprise, il n'a pas été possible de trouver un investisseur privé. La décision a donc été prise de faire appel à une équipe de management indépendante afin de redresser la société avant la mise en concession,

Les réformes institutionnelles et juridiques ont été mises en place pour s'assurer que les objectifs seraient atteints.

À la clôture du projet, en janvier 2007, les principaux objectifs avaient été atteints et même dépassés. La compagnie avait d'importantes réserves de trésorerie, avait mis en place plus de 37.000 nouvelles connexions, et ses effectifs avaient été réduits à un plus juste niveau. Par ailleurs les tarifs avaient été augmentés à un niveau reflétant mieux les coûts.

Le succès de ce contrat intérimaire de management est imputable à plusieurs facteurs clés dont une supervision efficace et la fixation d'objectifs clairs liés à la rémunération de la firme contractante mais aussi à la rémunération individuelle des consultants.

L'engagement réel du gouvernement a joué un rôle important dans la mise en œuvre de certaines mesures critiques.

Le principal enseignement à retirer de l'expérience du Lesotho est que les contrats de management peuvent être efficaces et obtenir de très bons résultats sous certaines conditions. Ils doivent être bien structurés et bien supervisés. Il est également important de nommer une équipe compétente et de mettre en place des dispositions institutionnelles permettant d'assurer la performance. Les entreprises et/ou les individus agissant en tant que consultants dans le contrat ont besoin en parallèle de bénéficier d'une autonomie de gestion. Les gouvernements supervisant le processus doivent, quant à eux, être engagés durablement dans le processus et le soutenir.

7.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

La mise en œuvre de la réforme a trouvé son origine dans les mauvaises performances de la LEC (Lesotho Electricity Company): la dégradation de la situation financière de l'entreprise était telle qu'elle était incapable de respecter ses obligations envers Eskom, l'unique fournisseur d'énergie. Aucun état financier n'avait été publié depuis 1994, la contribution budgétaire augmentait, le système de facturation s'était effondré en 1997, etc. Au début de 1998, ESKOM a interrompu la livraison d'énergie au Lesotho pour obtenir le règlement de ses créances impayées.

La réforme avait clairement pour objectifs d'accroître l'accès à l'électricité et d'améliorer la performance du secteur en attirant des capitaux privés et des spécialistes du management.

7.4. LE PROJET ET SA MISE EN PLACE

Le gouvernement avait initialement choisi de concéder le service public afin de confier la responsabilité de l'exploitation et de l'investissement à un opérateur stratégique privé.

Il était toutefois clair que l'état de l'entreprise publique ne permettrait pas de susciter l'intérêt des investisseurs ciblés, dont Eskom. Il était donc nécessaire de redresser d'abord l'entreprise avant de lancer une recherche de concessionnaire par voie d'appel d'offres.

Le projet de réforme a donc inclus un volet en vertu duquel une équipe intérimaire de management (Interim Management Task Force-IMTF) serait nommée pour une période de 18 mois et rémunérée en fonction des résultats. Cette équipe était composée d'un directeur général et de trois vice-directeurs généraux, avec la responsabilité respective des finances, du commercial et de l'ingénierie.

Le coût de la gestion intérimaire pour le gouvernement du Lesotho fut de près de 5 millions de dollars US. Ce coût fut financé par la Banque mondiale et la BAD mais également par le budget de l'Etat.

Le premier contrat de management avait une durée de 18 mois (de février 2001 à juillet 2002). Il a connu plusieurs extensions jusqu'en janvier 2007, en attendant la décision sur le choix d'un investisseur stratégique.

La Banque Mondiale et la BAD, en tant que bailleurs de fonds, ont effectué des missions de supervision tout au long de la durée du projet. Des rapports sur le résultat de ces missions de suivi ont été préparés et soumis trimestriellement et annuellement. Au cours des missions, l'ensemble du projet a été évalué et des modifications ont ainsi pu être apportées au projet en fonction des besoins d'amélioration identifiés.

Les membres de l'équipe de management ont présenté des rapports mensuels de leurs performances par rapport à leurs objectifs spécifiques au Conseil d'administration de la LEC. Cette performance a ensuite été soumise à l'examen du Conseil d'administration qui bénéficiait pour cela de l'assistance d'un consultant. Le niveau de performance, validé à ce niveau, était alors soumis à l'examen de l'auditeur interne de la LEC. La rémunération des membres de l'équipe était déterminée sur la base de l'évaluation du niveau de performance validé par l'auditeur interne. Les paiements étaient effectués par le gestionnaire du projet sur cette base.

Si un objectif n'était pas atteint, aucun paiement n'était effectué. Chaque membre de l'équipe était responsable d'une quote-part des résultats à atteindre. Si un objectif n'était pas atteint, le paiement de la quote-part d'activité n'était pas versé au membre de l'équipe en question. La portion de la rémunération réservée à la société était également réduite de manière similaire. Il y avait donc des incitations financières aussi bien au niveau de l'individu qu'au niveau de l'entreprise.

Peu de temps après le démarrage, et dans le cadre de la restructuration, l'ensemble du personnel, y compris les cadres, a été licencié et il leur a fallu représenter leur candidature



pour leur poste. Bien que cette procédure fût difficile et longue, elle a été mise en œuvre sans heurts et avec succès. L'effectif a ainsi été réduit de 800 personnes à environ 400.

7.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- Les objectifs du contractant étaient clairement définis et mesurables: redresser la situation financière de l'entreprise LEC, combler le retard en branchant 8000 nouveaux clients en 18 mois, équiper 8.000 clients en compteurs prépayés afin d'améliorer les revenus de la société et de réduire le nombre d'employés chargés de la relève des compteurs, et définir le territoire commercial viable à concéder à l'investisseur stratégique.
- Les processus de reporting et d'audit étaient définis de manière précise et rigoureuse.
- La rémunération des membres de l'équipe du consultant était déterminée sur la base du niveau de performance atteint.
- Le contractant avait également la charge d'identifier les cadres locaux qui seraient en mesure de prendre la relève de l'équipe de consultants à la fin du contrat. Ces cadres travaillaient très étroitement avec le consultant et amélioraient ainsi leurs compétences. Tous les postes ont été affectés, à l'exception du poste de responsable commercial.

7.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- L'entreprise a réalisé 37.500 nouvelles connexions à une moyenne de 6.250 par an (doublement du portefeuille de clients en 6 ans)
- La position financière de l'entreprise publique fût redressée et d'importantes réserves financières étaient disponibles en décembre 2006. Ce résultat a été obtenu par une combinaison de mesures dont la réduction des effectifs, la modification du tarif, le remplacement du système de facturation et une gestion financière prudente.
- Les dettes à l'égard du gouvernement ont été restructurées et transformées en actions, tandis que les autres créanciers ont été payés à l'échéance. La production des états financiers a été mise à jour.
- Tous les clients domestiques ont été dotés de compteurs prépayés, ce qui a conduit à une amélioration de la trésorerie de l'entreprise publique.
- Les salaires ont été améliorés et une incitation en fonction du rendement a été mise en place.
- L'objectif de la participation du secteur privé a été partiellement atteint par le biais de l'externalisation de la charge du branchement des clients à des entrepreneurs locaux. En fournissant un emploi à certains membres du personnel qui avaient été licenciés, cette mesure a rendu le projet plus acceptable socialement.
- Cependant, malgré le succès du contrat de management, il y avait toujours peu d'intérêt de la part des investisseurs pour intervenir comme concessionnaires. Deux appels d'offres ont été publiés en 2004 et en 2005, mais sans résultat satisfaisant. Dans le même temps, le gouvernement a changé d'orientation. En conséquence, la procédure d'appel d'offres a été arrêtée en 2005 et l'entreprise publique est revenue sous le contrôle du Gouvernement via une équipe de management locale.



7.7. ENSEIGNEMENTS: FACTEURS DE SUCCÈS ET RISQUES

Plusieurs enseignements se dégagent de l'expérience du Lesotho.

Tout d'abord, il ne s'agit pas d'une solution économique et rapide. Il faut du temps et de l'argent pour qu'une équipe de professionnels soit nommée et que des résultats puissent être obtenus.

La rémunération de la société de Management a été séparée des résultats financiers de l'entité. Elle a été liée à des résultats spécifiques évalués de manière indépendante. En outre, certaines actions essentielles, telles que l'ajustement des effectifs, la mise en place de compteurs prépayés, et la réduction des pertes ont bénéficié d'un financement spécifique et distinct. Cela a permis au contractant de se concentrer sur l'intérêt à long terme de l'entreprise. Lorsque les rémunérations sont établies sur la base des résultats financiers, cela peut amener à la prise de décisions visant exclusivement à maximiser les bénéfices à court terme. En fin de contrat, le contractant quitte l'entreprise et celle-ci n'est pas en mesure d'assurer la continuité des opérations.

Le recrutement d'un consultant pour assister le Conseil d'administration a été très profitable. Il a réellement aidé le Conseil d'Administration à exercer sa mission avec indépendance et efficacité. Il a également permis de maintenir en place le Conseil d'Administration existant et de profiter de sa connaissance du secteur.

Les membres de l'équipe de management ont été sélectionnés après avoir été interviewés par le conseil d'administration (au moins deux candidats devaient être proposés par l'entreprise). Ceci semble être une disposition très utile car elle aide le Conseil à choisir les meilleures compétences et les personnalités les plus adaptées au contexte spécifique. Cela peut éviter les échecs.

Le management local et le personnel ont accepté la mise en place d'un contrat de management. Le Conseil d'administration a beaucoup travaillé pour préparer et associer les cadres locaux à la décision de nommer un gestionnaire intérimaire. En outre, le personnel a bénéficié d'avantages et il a donc soutenu le choix du gouvernement.

La décision du gouvernement d'isoler l'électrification rurale a permis à la LEC d'être gérée sur une base commerciale. En conséquence, l'entreprise a été en mesure d'obtenir de bons résultats financiers durant les quelques années du contrat de management.

L'entreprise a été autorisée par le conseil d'administration à externaliser un certain nombre de fonctions. Cette solution, peu pratiquée dans les services publics de l'électricité en Afrique, peut avoir des avantages. L'externalisation des branchements a permis à la LEC de travailler sur plusieurs petits et moyens projets en même temps.



8. UN MODÈLE POUR LE RECOUVREMENT DES FACTURATIONS À L'EXPORT: L'EXPÉRIENCE SUD-AFRICAINE

8.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

Le développement programmé des marchés régionaux de l'électricité en Afrique va renforcer la nécessité de mettre en œuvre des systèmes efficaces de recouvrement des créances sur les opérateurs étrangers. A défaut, les échanges d'énergie entre pays pourraient s'en trouver freinés, ce qui serait hautement préjudiciable à l'efficacité régionale. Le modèle développé en Afrique du Sud peut donc contribuer à trouver les solutions adaptées dans d'autres régions.

8.2. RÉSUMÉ

Le développement et le bon fonctionnement des marchés régionaux de l'électricité constituent une des sources majeures d'amélioration de l'accès des populations à l'électricité à des coûts réduits et accessibles. La création de règles sécurisantes et stables pour le règlement des factures sur ces marchés devient donc un objectif majeur des responsables sectoriels car le règlement au gré des disponibilités de l'acheteur génère des surcoûts pour le système.

L'Afrique du Sud a mis au point un modèle précis et sécurisant. Mis en place dans l'ensemble du marché régional, il donne d'excellents résultats puisqu'aucun appel de garantie n'a été nécessaire à ce jour. Les principales caractéristiques du modèle sont la constitution par l'acheteur de dépôts garantissant 100% du contrat, le recours à des banques de compensation et la mise au point de procédures claires et contraignantes.

Il faut noter cependant que le principal fournisseur du marché de l'Afrique australe se trouve en situation de force pour imposer ses conditions (certains pays comme le Lesotho dépendent totalement des importations). Cette configuration ne se retrouve pas dans toutes les régions.

8.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

Le volume des exportations d'énergie de l'Afrique du Sud est important puisqu'il se monte à US\$ 240 millions en 2007/8. Par ailleurs, le montant des échanges au sein de la région SADC (communauté de développement de la région sud de l'Afrique) s'élève à environ US\$ 300 millions. Les impayés éventuels créaient donc des préjudices importants à la compagnie électrique sud-africaine Eskom.

Par ailleurs, le développement du marché régional de l'énergie ne pouvait se satisfaire d'un système laxiste où les conflits commerciaux devaient se résoudre parfois au niveau politique binational. Il a donc été décidé de créer un modèle de règlement des factures permettant d'échanger sur des bases stables et sécurisées.

8.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Le modèle a été développé à l'origine pour le marché « spot » régional. Il a ensuite été appliqué à l'ensemble des 7 pays du marché d'Afrique australe (SAPP). Il a également été utilisé pour régulariser la situation des pays ayant de lourds arriérés. En ce cas, les nouvelles procédures



s'appliquent pour les nouveaux contrats d'achats et pour les échéances des arriérés ayant fait préalablement l'objet d'un rééchelonnement.

Le modèle permet de gérer des contrats bilatéraux à long terme (PPA) aussi bien que des contrats ponctuels. Chaque transaction portant sur une durée donnée constitue un contrat. Le modèle suppose donc qu'il existe un contrat d'achat entre les parties. Par ailleurs il est nécessaire de faire intervenir une banque de compensation.

Le point essentiel est que chaque acheteur doit déposer une garantie d'un montant égal au coût total de mise en œuvre du contrat (achats et frais). Ce dépôt n'est pas utilisé pour le règlement mais constitue une simple garantie. Les procédures sont formalisées et impératives.

Les factures sont émises 3 jours après livraison par voie électronique et le règlement doit intervenir dans les 4 jours qui suivent l'émission de la facture. Des pénalités de retard sont prévues. Des précisions sur les procédures et le modèle sont fournies en annexe.

8.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

- Le modèle établit des procédures, des conditions et délais de paiement ainsi que des pénalités
- Il repose en grande partie sur le dépôt de cautions
- Il est fortement contraignant au niveau des délais de paiement
- Le modèle ne peut toutefois fonctionner en cas de corruption endémique et de manque de confiance.

8.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- A ce jour, aucun recours aux dépôts de garantie n'a été nécessaire
- Aucun retard de paiement n'a été constaté
- Les règles de procédures et de règlements sont rigoureusement appliquées par les opérateurs
- Le système d'échanges est globalement renforcé et sécurisé
- Le modèle améliore la capacité de planification des flux et est donc bénéfique aux acheteurs comme aux vendeurs.

8.7. ENSEIGNEMENTS

Le modèle mis en place repose sur des exigences commerciales strictes. Il n'est plus prévu de négociations ultimes entre Etats en cas de difficultés. Le règlement des dettes extérieures devient donc une priorité absolue pour les sociétés importatrices d'électricité.

La mise en place de procédures strictes de caution et de paiement est certainement souhaitable dans l'ensemble des régions énergétique africaines. Cependant on peut s'attendre à ce que son efficacité soit accrue lorsque le rapport de force objectif s'établit en faveur du vendeur (ceci est le cas au sein du SAPP puisque certains pays comme le Lesotho n'ont pas de production nationale).

Les pays qui auront des excédents à écouler sur le marché régional pourraient être amenés à accepter un peu plus de souplesse vis-à-vis des retards de paiement.





DÉFINITION D'UN CADRE LÉGISLATIF ET RÉGLEMENTAIRE ADAPTÉ



9. CONCEPTION D'UNE RÉFORME INSTITUTIONNELLE ADAPTÉE AU CONTEXTE ET GUIDÉE PAR LES OBJECTIFS: LA PRATIQUE ALGÉRIENNE

9.1. VALEUR DE L'EXPÉRIENCE ET PAYS CONCERNÉS

La réforme institutionnelle en Algérie a été exemplaire par sa cohérence avec le contexte et les objectifs, ainsi que par sa progressivité et sa constance.

Sont particulièrement concernés par ce cas, les pays :

- partageant la conviction que la concurrence effective est seule capable d'améliorer durablement et profondément la performance du secteur,
- et pouvant espérer à terme une véritable compétition dans le cadre d'un marché national ou régional important.

9.2. RÉSUMÉ

A partir de 1998, l'Algérie s'est lancée dans un vaste processus de réforme institutionnelle du secteur de l'électricité. L'objectif majeur de cette décision était clairement affiché: il s'agissait d'améliorer la performance du secteur en recourant aux mécanismes du marché libre et concurrentiel. La mise en œuvre a été progressive puisque la loi portant réforme du secteur et les décrets d'application (14) ont été publiés respectivement en 2002 et entre 2006 et 2008.

Ce délai a permis de faire adhérer les acteurs au projet et de concevoir un cadre institutionnel conforme aux objectifs et qui pourra être pleinement opérationnel lorsque le contexte permettra au marché de mieux fonctionner. Le nouveau système est assez semblable au système européen et permettra à terme à l'Algérie de tirer profit de ses avantages concurrentiels sur un large marché interconnecté (régional et européen). Ce processus à moyen terme n'a pas nuit à la gestion transitoire du secteur.

9.3. CONTEXTE ET OBJECTIFS

La réforme a été initiée en 1998 dans un contexte caractérisé par un environnement économique et financier très dégradé (prix du pétrole très bas, contraintes budgétaires) ainsi que par d'importants besoins de financement du secteur électrique, notamment pour la production.

Les objectifs de la réforme étaient de créer les conditions favorables :

- au développement des capacités de production
- à la réduction des coûts et à l'amélioration de la qualité de service,
« grâce aux mécanismes incitatifs et à la discipline du marché libre et concurrentiel »

9.4. LE PROJET ET SA MISE EN ŒUVRE

Le nouveau cadre législatif et réglementaire est proche de celui qui organise le marché européen de l'électricité. Cette compatibilité est cohérente avec l'objectif moyen terme de

l'Algérie, qui est de valoriser ses avantages comparatifs (ressources gazières) dans le cadre d'un véritable marché interconnecté régional et européen.

Il faut cependant noter que le dégroupage par métiers de l'opérateur historique s'inscrit dans le cadre de l'appartenance à une même holding sous contrôle majoritaire de l'Etat. De même, cette holding reste majoritaire dans le capital des filiales chargées de la production, du transport et de la distribution. Le besoin de privatisation à court terme n'a jamais été jugé comme impératif.

La mise en œuvre a été caractérisée par la continuité et la progressivité.

Le contexte économique initial de la réforme a rapidement changé (hausse du prix du pétrole, meilleure aisance budgétaire) mais les autorités ont maintenu le cap de la réforme car les objectifs de moyen terme étaient indépendants de la conjoncture.

En revanche, le processus a été très progressif afin de permettre aux acteurs sectoriels d'adhérer aux bouleversements programmés et afin de définir un cadre réglementaire précis et adapté (de nombreux échecs de réforme sectorielle sont imputables à l'insuffisance des textes réglementaires d'application).

9.5. PRINCIPALES CARACTÉRISTIQUES

La réforme est basée sur des convictions claires :

- Un marché concurrentiel est le moyen le plus efficace pour créer les incitations à l'efficacité durable ;
- La création d'un marché libre et concurrentiel est possible, à terme, en Algérie.

Elle a été mise en œuvre avec un souci de préparation des hommes et des textes.

Les objectifs de moyen terme ont été privilégiés dans la mesure où les contraintes de court terme étaient gérables

9.6. PRINCIPAUX RÉSULTATS

- Un cadre législatif et réglementaire performant est maintenant disponible. Il doit permettre au marché concurrentiel de se développer dès que seront levés certains obstacles conjoncturels.
- La loi de 2002 a permis l'implication de l'opérateur gazier, SONATRACH, dans la production d'électricité. Une joint-venture AEC a en effet été créée entre SONELGAZ et SONATRACH.
- La puissance installée s'est accrue de 25% entre 2002 (6338 MW) et 2006 (7932 MW). Il faut cependant noter que les IPPs ont bénéficié de contrats « take or pay » ou de garanties et que la grande majorité des capitaux est venue du secteur public (Le capital social des sociétés de projet créées pour chaque nouvelle centrale est généralement détenu à 51% par Sonelgaz et à 49% par l'opérateur pétrolier Sonatrach).
- Le dégroupage de l'opérateur historique permet aux gestionnaires de la Holding Sonelgaz et de ses filiales de disposer d'outils de pilotage et de contrôle de gestion plus efficaces. La culture du résultat est de plus en plus présente dans le secteur.



9.7. PRINCIPAUX ENSEIGNEMENTS

Les bienfaits d'une concurrence effective et équitable ne sont guère discutés. La vraie question dans le secteur électrique est celle de la possibilité de créer une telle situation de concurrence sur tout ou partie des activités de production, de distribution (concurrence pour le marché) ou de fourniture. Dans de nombreux pays, le marché n'est pas suffisant.

Toutefois, avec le développement prioritaire des marchés régionaux en Afrique, le nombre de pays pouvant bénéficier de cette concurrence à terme va augmenter sensiblement.

L'expérience algérienne montre que la préparation de ce futur (redéfinition du cadre législatif et réglementaire, dégroupage de l'opérateur historique etc.) prend beaucoup de temps si l'on veut obtenir l'adhésion des acteurs et un ensemble complet et adapté de règlements.

Elle montre également l'utilité de fixer des objectifs et convictions claires : cela permet de maintenir le cap même si les contraintes conjoncturelles se modifient.

Elle montre enfin qu'il est possible de préparer l'avenir par la mise en place d'un cadre institutionnel très ouvert et libéral comme en Algérie tout en maintenant une forte implication de l'Etat tant que les forces du marché ne jouent pas pleinement leur rôle.



