

# Les partenariats publics-privés dans le secteur de l'électricité Études de cas<sup>1</sup>

## Introduction

Une première fiche technique PRISME sur les partenariats publics-privés dans le secteur de l'électricité présente le cadre des partenariats publics privés dans le secteur de l'électricité et les conditions de réussite.

La présente fiche développe deux études de cas qui offrent un réel intérêt pour avancer dans la compréhension des principes des partenariats publics-privés et de leurs conditions

de réussite. Le cas de la Côte d'Ivoire illustre une longue expérience de la négociation et une architecture contractuelle très diversifiée. Pour la Mauritanie, il s'agit d'un processus d'appel d'offres exemplaire mais dont le niveau d'exigences, dans un contexte financier peu favorable, n'a pas permis d'obtenir des résultats satisfaisants dans le processus d'appel d'offres. Ces deux cas ont l'intérêt de couvrir une large palette des questions posées par les partenariats publics-privés.

## Étude de cas 1

### Le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire

#### Raisons du projet

L'État de Côte d'Ivoire, dès le début de la décennie 1990, a décidé de se désengager progressivement des secteurs productifs au profit des opérateurs privés. Dans le secteur de l'électricité, cette décision s'est traduite à travers plusieurs réformes.

Plusieurs conventions ont, à cet effet, été conclues avec des opérateurs privés. Au nombre de celles-ci, figure la convention d'affermage passée entre l'État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE), en octobre 1990, pour l'exploitation du service public national de l'électricité. Cette convention a été reconduite le 1<sup>er</sup> novembre 2005 pour une durée de quinze ans par la signature d'un cinquième avenant.

#### Description

Avant 1952, les activités de production et de distribution de l'énergie électrique relevaient des pouvoirs publics. L'Énergie Électrique de la Côte d'Ivoire (EECI), société d'économie mixte a été créée en 1952. Elle était chargée de la gestion du secteur de l'électricité. Il n'existait aucun texte législatif en la matière jusqu'en 1985. Après la création de l'EECI en 1952, l'État a essayé de combler ce vide juridique en concluant une série de concessions avec l'EECI qui ont eu un champ d'application limité à la distribution publique de l'énergie dans les villes d'Abidjan, Bingerville et Grand-Bassam, dans les centres d'Agboville, Daloa, Dimbokro et Gagnoa, et enfin dans la ville de Bouaké.

En 1985, le législateur ivoirien a adopté la loi organisant la production, le transport et la distribution de l'électricité en Côte d'Ivoire. Par décret, l'État de Côte d'Ivoire a

1. Note au lecteur: Cette fiche fait suite à la première fiche éditée sur Les partenariats publics-privés dans le secteur de l'électricité.

## Étude de cas 1 – suite

désigné l'EECI comme concessionnaire du service public de l'électricité. Société d'économie mixte, elle avait reçu mandat de l'État et pour son compte de gérer les activités de production, de transport et de distribution du secteur de l'électricité. Elle assurait la maintenance des infrastructures de l'État. Mais, face aux difficultés structurelles et financières de l'EECI, une restructuration profonde s'est opérée en 1990 et a conduit à une réorganisation du secteur.

Le nouveau cadre ainsi créé était composé de trois opérateurs :

- la Compagnie Ivoirienne d'Électricité (CIE) ;
- l'Énergie Électrique de Côte d'Ivoire (EECI) ;
- le Bureau National d'Étude Technique et de Développement (BNETD).

L'État a concédé, par contrat d'affermage à la CIE, la mission du service public de production, de transport, de distribution et de commercialisation, ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'électricité. L'EECI était désormais chargée de la gestion du patrimoine, ainsi que du contrôle technique du concessionnaire. Le Bureau National d'Étude Technique et Développement (BNETD) était chargé du contrôle technique et financier de l'ensemble du secteur de l'électricité.

Toujours dans l'objectif d'améliorer la rentabilité du secteur, une autre restructuration est intervenue en 1998. Celle-ci a abouti à la liquidation totale de l'EECI. Ses missions de gestion et de développement du secteur de l'électricité ont été respectivement confiées à la SOGEPE et à la SOPIE. L'État conserve donc la propriété des infrastructures, assure la mission de développement et même la maintenance en ce qui concerne les travaux majeurs.

Les différentes réformes avaient pour objectifs d'ouvrir le secteur aux investisseurs privés et de rétablir l'équilibre financier.

### Stratégie de mise en œuvre et financement

#### Le dispositif légal et réglementaire

Le secteur de l'électricité est régi par la loi n° 85-583 du 29 juillet 1985 organisant la production, le transport, la distribution, l'importation et l'exportation de l'énergie électrique, et par plusieurs décrets portant création des différentes entités impliquées et définissant leur responsabilité. Nous ne les détaillons pas ici mais ils sont disponibles sur demande.

### Vue d'ensemble des acteurs et leur rôle

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

L'**Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Électricité** (ANARE) est une société d'État. Elle a pour objets :

- (i) Le suivi par les opérateurs du secteur de l'électricité du respect de la réglementation et des conventions passées par un opérateur ;
- (ii) L'arbitrage des conflits entre les opérateurs du secteur de l'électricité entre eux ou avec l'État ;
- (iii) La protection des usagers. L'autorité de régulation est placée sous la tutelle technique du Ministère chargé des Mines et de l'Énergie et sous la tutelle économique et financière du Ministère chargé de l'Économie et des Finances.

La **Société d'Opération Ivoirienne d'Électricité** (SOPIE) est une société d'État qui a pour objet d'assurer :

- (i) le suivi de la gestion des mouvements d'énergie électrique ;
- (ii) la maîtrise d'œuvre des travaux revenant à l'État en tant qu'Autorité Concédante ;
- (iii) le contrôle technique des concessionnaires et des producteurs indépendants du secteur de l'électricité.

La **Société de Gestion du Patrimoine de l'Électricité** (SOGEPE) est une société d'État qui assure la gestion du patrimoine public et privé de l'État dans le secteur de l'électricité par :

- (i) la sauvegarde des actifs et des immobilisations de l'État ;
- (ii) la gestion comptable et financière des investissements de l'État dans le secteur, ainsi que le suivi de la dette ;
- (iii) la gestion des loyers résultant de la location ou de la mise à disposition du patrimoine public ou privé de l'État dans le secteur ;
- (iv) la tenue des comptes consolidés et le contrôle de l'équilibre financier du secteur de l'électricité.

L'État a concédé par un contrat d'affermage à la **Compagnie Ivoirienne d'Électricité** (CIE), la mission du service public de production, de transport, de distribution et de commercialisation, ainsi que les activités d'importation et d'exportation de l'électricité.

## Étude de cas 1 – suite

Il existe en Côte d'Ivoire **deux producteurs indépendants** que sont CIPREL (Compagnie Ivoirienne de Production d'Électricité) et AZITO. Ils sont liés par des contrats de type «take or pay» avec l'État ivoirien. Par convention du 20 juillet 1994 relative à la construction, l'exploitation et le transfert de propriété d'une centrale thermique de production d'électricité, l'État a autorisé la CIPREL à construire et à exploiter une centrale thermique indépendante de production d'énergie électrique. La CIPREL exploite un BOT (*Build Operate and Transfer*) d'une durée de 19 ans à compter de son entrée en vigueur en août 1996. L'État de Côte d'Ivoire a concédé à la société de droit ivoirien Cinergy, le droit exclusif de développer une centrale électrique au gaz naturel à Azito. Le groupe Cinergy avait l'obligation de concevoir, financer, construire, exploiter et maintenir en bon état d'entretien, la centrale à ses risques et périls et en transférer la priorité à l'État de Côte d'Ivoire au terme de la convention. La centrale thermique d'Azito est exploitée sous forme de BOOT (*Build Own Operate and Transfer*), par les partenaires suivants : Consortium ABB/EDF (75 %); IPS (25 %). La durée de la convention est de 24 ans à compter de sa date de signature le 5 septembre 1997, soit jusqu'au 5 septembre 2021.

### La convention d'affermage

La convention d'affermage signée le 25 octobre 1990 pour une durée de 15 ans et reconduite depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2005 pour la même durée, confie au concessionnaire (CIE) l'exploitation des activités de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation d'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national.

Bien que son intitulé indique « convention de concession », la convention passée entre l'État de Côte d'Ivoire et la Compagnie Ivoirienne Électricité est en réalité un affermage. L'autorité concédante conserve la propriété des équipements et ouvrages de son domaine public affectés à l'exploitation du service public; elle est responsable du développement des infrastructures, des grosses révisions et du renouvellement des équipements et ouvrages concédés. Le concessionnaire exploite le service concédé en matière de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation de l'énergie électrique. Il est responsable de l'entretien et de la réparation des ouvrages concédés. L'autorité concédante fixe les tarifs de vente de l'énergie électrique; le concessionnaire perçoit une rémunération pour l'ensemble de ses prestations au titre de l'exploitation du service public concédé. La description plus détaillée des relations typiques entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire, ainsi que leurs responsabilités respectives,

est fournie dans la fiche « Les partenariats publics-privés dans le secteur de l'électricité ».

Quant à la rémunération du concessionnaire, elle fait partie du prix de vente de l'énergie électrique, révisée annuellement selon une série d'indices tels l'indice du salaire horaire minimum d'un agent de maîtrise, l'indice du salaire horaire minimum d'un agent ouvrier, l'indice du prix du gasoil, l'indice hors taxe des produits industriels, le taux de la TVA, et le taux des droits de douanes. La convention prévoit aussi que, dans l'intérêt du service concédé, de ses usagers et de l'équilibre financier du secteur de l'énergie électrique, les éléments de détermination du tarif et de la structure du prix de vente de l'énergie électrique peuvent être modifiés (en cas notamment de modification substantielle des conditions économiques ayant une incidence sensible sur l'exploitation du service concédé).

À côté de cette rémunération définie lors de la signature de la convention de concession, d'autres composantes de rémunération ont été adoptées au fil du développement des activités dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire. On distingue à cet égard :

- (i) une composante directement liée à l'énergie exportée désignée « R3 »; cette composante, instaurée à partir de 1994, rémunère le concessionnaire pour ses activités liées aux exportations d'énergie électrique;
- (ii) une composante dite « R4 » liée aux réductions de charges du Concessionnaire pour l'énergie électrique livrée par la CIPREL, premier producteur indépendant d'énergie;
- (iii) une composante dite « R5 » définie pour rémunérer le concessionnaire pour l'exploitation et la maintenance de centrales isolées installées par l'Autorité Concédante en vue de l'alimentation des localités non raccordées au réseau national.

Les différentes composantes de la rémunération du concessionnaire ont une structure distincte les unes des autres, pour lesquelles la structure et la fréquence de révision sont spécifiées :

- La composante R1 se présente comme une synthèse entre le prix plafond (sur chaque période de quatre ans), le taux de rendement et le partage de profit en cas de suractivité. La convention de concession précise que « la renégociation se fera dans l'intérêt de l'équilibre financier du secteur de l'énergie électrique ». En pratique, la révision de la rémunération est intervenue une seule fois en 1994 à la suite de la dévaluation du franc CFA.

## Étude de cas 1 – suite

- Le terme R2, dit d'investissement, représente une fraction de la différence (si elle est positive) entre certaines dépenses d'investissement effectuées et certaines recettes perçues par l'autorité concédante.
- La composante R3 de la rémunération du concessionnaire ne fait pas l'objet de révision. Elle est définie, pour toute la durée de la concession, une fois pour toutes.
- La composante R4 vise à prendre en compte les coûts évités par le concessionnaire du fait de l'entrée en activité du producteur indépendant d'électricité CIPREL. Cette composante de la rémunération du concessionnaire ne varie pas sur toute la durée du contrat. Elle ne fait donc pas l'objet de révision.

En matière de risques, le risque commercial, lié au risque de revenu (baisse de la demande par exemple), est supporté par l'Autorité Concédante et le concessionnaire (principe 50-50). Le risque de change est inexistant dans le cas de la convention de concession État-CIE. Le risque de dévaluation est entièrement supporté par l'Autorité Concédante. Le risque politique est assumé par l'Autorité Concédante. Finalement, le risque d'exploitation est supporté par le concessionnaire.

Au plan financier, la CIE est responsable de la gestion opérationnelle des dépenses des catégories A (rémunération du concessionnaire), B (achats de combustible et paiements aux IPP) et C (dépenses pour les travaux d'exploitations). L'objectif visé est de sécuriser les paiements aux opérateurs privés au titre de l'énergie et du combustible qu'ils fournissent au secteur de l'électricité. De plus, le Concessionnaire est soumis en permanence à un contrôle économique et financier du gouvernement de l'État de Côte d'Ivoire (via un Commissaire du Gouvernement), sans toutefois que l'exercice du pouvoir de contrôle par l'autorité concédante ne porte atteinte à l'autonomie de gestion du concessionnaire.

La restructuration du secteur de l'électricité intervenue en 1998 a permis la création de trois sociétés d'État :

- (i) la Société d'Opération Ivoirienne Électricité (SOPIE);
- (ii) la Société de Gestion du Patrimoine du secteur de l'Électricité (SOGEPÉ);
- (iii) l'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Électricité (ANARE).

Les attributions de la SOPIE en matière de contrôle de la convention sont :

- (i) le contrôle des conditions d'exploitation des ouvrages concédés;

- (ii) la vérification de l'état d'entretien et de réparation des ouvrages concédés;
- (iii) la validation du plan annuel de production de l'énergie élaboré par la CIE pour le compte de l'État;
- (iv) la fixation, d'accord partie avec la CIE, de la consistance et du budget des travaux à réaliser dans le cadre des conventions périodiques; la vérification de la conformité des ouvrages réalisés par le concessionnaire à la demande de l'autorité concédante avant leur incorporation au domaine public concédé.

Les attributions de la SOGEPE en matière de contrôle de la convention sont :

- (i) l'établissement des comptes consolidés du secteur de l'électricité;
- (ii) le suivi des paiements faits par la CIE, en application du manuel de procédure, aux producteurs indépendants.

L'ANARE veille à la bonne application de la convention par le concessionnaire.

Ainsi, en termes de définition des différents éléments du processus contractuels, la Côte d'Ivoire a mis en place une structure très complète et diverse qui peut servir d'exemple dans son ensemble et dans le détail des différents dispositifs à la réflexion des autres pays.

### Résultats techniques et financiers

Les facteurs de réussite de la convention peuvent se résumer aux points suivants :

- (i) sécurité financière du partenaire stratégique;
- (ii) disponibilité et qualification des ressources humaines de l'EECI reprises par le concessionnaire CIE;
- (iii) investissements importants existants au début de la concession;
- (iv) investissements importants réalisés par l'Autorité Concédante pendant la concession;
- (v) respect des engagements de l'État vis-à-vis des opérateurs privés.

Il serait bon d'illustrer avec des résultats concrets, par exemple, en matière d'investissement (point iii). Par ailleurs, y a-t-il eu des impacts sur les prix de l'électricité?

Cependant, l'exécution de la convention de concession a mis en relief des différences d'interprétation entre l'Autorité Concédante et le Concessionnaire de certaines dispositions. Ces différences ont essentiellement pour cause la formulation imprécise de ces dispositions contractuelles.

## Étude de cas 1 – suite

Bien que prévu par la loi sur l'électricité, le Commissaire du Gouvernement auprès du Concessionnaire, chargé de suivre et contrôler pour le compte de l'Autorité Concédante l'activité du Concessionnaire a été désigné en 1997. En l'absence du Commissaire du Gouvernement, ce sont l'Énergie Électrique de Côte d'Ivoire (EECI) et le Bureau National d'Etude Technique et de Développement (BNETD) qui assuraient le suivi et le contrôle de l'exécution de la convention de concession par le concessionnaire pour le compte de l'Autorité Concédante.

La convention n'a pas prévu de manière formelle des clauses d'évaluation de l'ensemble de l'activité du Concessionnaire au regard, d'une part, de l'objet de la concession et, d'autre part, des objectifs sectoriels en matière d'énergie électrique. Il convient de relever à cet égard que l'exploitation de la concession n'a pas fait l'objet de bilans périodiques de la part de l'Autorité Concédante.

Depuis son entrée en vigueur, la convention de concession a fait l'objet de cinq avenants en vue de prendre en compte les circonstances nouvelles ayant des incidences sur l'exploitation du service public de l'électricité. C'est le cas notamment des avenants signés avec l'arrivée des producteurs indépendants d'électricité et le cinquième qui a trait à la reconduction de la convention d'affermage signée en octobre 1990 et qui a pris fin en octobre 2005. D'autres circonstances nouvelles ont cependant entraîné des modifications des clauses originelles de la convention sans que des avenants soient signés entre les parties. C'est le cas notamment des modifications apportées aux tarifs des prestations rendues par le Concessionnaire à la clientèle après la dévaluation du franc CFA en 1994 (bordereau des prix des branchements et travaux, frais de coupure et rétablissement en cas de factures impayées....).

Bien que prévu par la convention de concession, le cahier des charges particulier n'a pas été élaboré. L'inexistence de ce document ne favorise pas la mise en œuvre du contrôle de la concession. En effet, l'Autorité de Régulation à qui les prérogatives de contrôle de la concession sont dévolues ne dispose pas de moyens pour apprécier et évaluer les activités du concessionnaire.

### Conclusion

La vague de privatisation entreprise depuis 1990, qui a entraîné le désengagement de l'État dans de nombreux secteurs y compris dans celui de l'électricité, et l'arrivée de privés étrangers n'ont pas donné les résultats escomptés en ce qui concerne le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire.

En effet, le fonctionnement des structures du secteur n'a pas pu juguler le problème du déficit qui s'est au contraire accentué. Les évolutions modifiant les équilibres contractuels et l'insuffisance des moyens donnés au contrôle de concession et aux dispositifs d'évaluation en sont en parties responsables. Une fois encore, ce cas illustre l'importance du contrôle et des moyens réels donnés aux autorités de régulation pour l'exercer. De ce fait, des réflexions sont actuellement menées afin de définir les stratégies à mettre en place pour l'amélioration et la rentabilité du secteur.

La situation d'ensemble du secteur de l'électricité ne s'est guère améliorée, malgré certaines performances au niveau de l'organisation et de l'approvisionnement, telles que l'amélioration de la qualité de service et le renforcement des moyens de production thermique à partir du gaz naturel. Le secteur ivoirien de l'électricité reste malgré tout déficitaire.

La convention de concession venant d'être reconduite, l'Autorité Concédante dans un souci de transparence a mis en place avec le concessionnaire des comités pour la gestion des flux techniques et des flux financiers. L'objectif est de permettre à l'État d'avoir un regard dans la gestion, le contrôle et le suivi de la convention et aussi lui permettre d'assurer l'équilibre financier du secteur de l'électricité et enfin la réalisation des investissements. L'État possède des actions à la CIE et fait donc partie de son conseil d'administration.

## Étude de cas 2

### Privatisation avortée de la société d'électricité de Mauritanie

#### Raisons du projet

Conformément à la lettre de politique sectorielle pour le développement des secteurs de l'eau et de l'énergie qu'il a adoptée en 1998, le Gouvernement mauritanien s'est fixé pour objectif dans le domaine de l'électrification urbaine, l'amélioration significative du taux de desserte dans les meilleures conditions de sécurité et de prix, compatibles avec le niveau de vie des ménages et l'accélération de l'électrification des zones urbaines non encore desservies.

À cet effet, l'État a décidé de se désengager des activités opérationnelles et de créer les conditions pour susciter l'intérêt des investisseurs privés dans la fourniture des services d'électricité. Un nouveau cadre légal et réglementaire pour le secteur de l'électricité a été créé et la privatisation des actifs et de l'activité «électricité» de la Société Nationale d'Eau et d'Électricité (ex SONELEC) a été décidée.

C'est dans ce contexte que le Gouvernement a mis en place en août 2001 une commission chargée de la privatisation de la SOMELEC, laquelle, avec l'aide de la banque HSBC comme conseil financier, a lancé début 2002, un appel d'offres international pour la cession de 54% du capital de la société publique d'électricité SOMELEC à un partenaire stratégique.

La SONELEC, l'opérateur historique, a été créée en 1975 pour assurer la production, la distribution et la vente d'électricité sur l'ensemble du territoire national.

Depuis 1989, elle est régie par un contrat programme, lequel a été prorogé jusqu'à la privatisation de l'activité électricité. Ce contrat programme impose à la société des obligations en matière de performances techniques et financières. Depuis mai 2001, il y a eu scission des activités d'eau et d'électricité dans le cadre de la réforme entamée : une société publique, la SOMELEC (Société Mauritanienne d'Électricité) pour le service public d'électricité et une autre société publique la SNDE (Société Nationale de l'Eau) pour celui de l'eau.

#### Description

Les grandes lignes de la stratégie de la privatisation sont décrites dans le tableau 1.

#### Stratégie de mise en œuvre et financement

Le processus de privatisation s'est déroulé de la manière suivante :

**Une phase préparatoire** qui consistait aux étapes suivantes :

- Recrutement par l'État, sur appel d'offres international, d'un Cabinet Conseil pour assister le Gouvernement dans le processus de privatisation de la SOMELEC. Ce cabinet était composé de la Banque HBSC associée à d'autres bureaux.
- Réalisation par la Banque d'Affaire de l'étude diagnostique (technique, juridique, financier et commercial ) du service public d'électricité et d'un modèle économique et financier de la SOMELEC basé sur les objectifs assignés à la société après la privatisation. Ce modèle a pris en compte trois scénarios en fonction du taux de desserte dans le périmètre d'intervention de la SOMELEC, lequel détermine l'évolution de la demande et du montant des besoins en investissement.
- Mise en place d'un nouveau cadre législatif et réglementaire (liste des lois et décrets disponibles sur demande).
- Création en août 2001 d'une commission chargée de mener le processus de privatisation de la SOMELEC, issue des ministères concernés, de l'Autorité de Régulation et de la SOMELEC;
- Préparation du Dossier de pré-qualification des opérateurs privés.
- Préparation du Dossier d'Appel d'Offres qui comprend les documents suivants : le Règlement d'Appel d'Offres qui décrit la procédure de sélection du Partenaire Stratégique; le cahier de charges et ses annexes définissant les obligations qui seront à la charge de la SOMELEC privatisée; les nouveaux statuts de la SOMELEC; la convention de prise de participation ayant pour objet de définir les modalités de cession d'actifs et d'augmentation du capital, les garanties respectives émises par chacune des parties et de déterminer les étapes successives du processus jusqu'à la date de clôture de la transaction; le pacte d'actionnaires ayant pour objet de préciser les droits et obligations respectifs de l'État et du partenaire stratégique et de définir les modalités de détention et de gestion des participations détenues par les soussignés au capital de

## Étude de cas 2 – suite

**Tableau I. Résumé de la stratégie de privatisation, Mauritanie**

|                       |                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
|-----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Licence accordée      | Couvre les activités suivantes :<br>(i) production aux fins de la desserte sur le périmètre (20 villes, puissance installée 100 MW);<br>(ii) transport sur tout le territoire mauritanien;<br>(iii) distribution à l'intérieur des centres du périmètre;<br>(iv) droit d'achat pour revendre et le droit de vendre l'électricité sur le périmètre.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                             |
| Durée de la licence   | Vingt ans renouvelable par périodes successives de dix ans. Au cours de la période initiale, l'opérateur stratégique a une exclusivité sur le transport et la distribution à l'intérieur des centres. Il n'y a pas d'exclusivité pour la production mais l'opérateur a une exclusivité de 10 ans sur l'achat pour revendre et la vente d'électricité à l'intérieur des centres.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                |
| Opérateur stratégique | Est soumis au droit commun en matière de fiscalité. Il peut cependant bénéficier des régimes particuliers ou des exceptions prévus par les textes en vigueur, y compris notamment ceux applicables aux investissements.                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |
| Service d'électricité | Le service d'électricité se fait dans les conditions suivantes :<br>(i) garantie d'un approvisionnement permanent et continu;<br>(ii) égalité d'accès et de traitement des usagers;<br>(iii) obligation de brancher ou raccorder un usager potentiel résidant dans le périmètre;<br>(iv) optimisation et rationalisation des coûts de production, transport et distribution de l'électricité;<br>(v) une formule de contrôle des revenus maximum assez contraignante;<br>(vi) des pénalités prévues à l'issue même de la première année en cas de manquement de l'opérateur;<br>(vii) mise en place de redevances pouvant atteindre 5 % du chiffre d'affaires;<br>(viii) développement de la couverture pour atteindre des objectifs ambitieux fixés par le Gouvernement (75 % pour Nouakchott et Nouadhibou et 50 % pour les autres centres, lesquels taux ont été ramenés par la suite à respectivement 51 % et 40 % pour la part du financement à la charge de l'opérateur, le reste du financement devant être recherché par le Gouvernement) – ce taux de desserte demandant plus de 9 000 nouveaux branchements annuels. |

la SOMELEC ainsi que les règles de gestion de celles-ci; le Mémorandum d'informations.

**La sélection** s'est déroulée de la manière suivante:

- Lancement d'un dossier de pré-qualification: Les soumissionnaires ayant participé à cette pré-qualification étaient les suivants: AES CORPORATION INC (États-Unis); Office National de l'Électricité (Maroc); Tata Power Company Limited (Inde); Union Fenosa International (Espagne); Vivendi Environnement/ Groupe AON (France / Mauritanie)
- Les critères de pré-qualification étaient les suivants :  
(i) expérience minimum dans la production, le transport et la distribution d'électricité supérieure à 5 ans;  
(ii) capacité de production totale installée supérieure à 1000 MW;  
(iii) nombre d'abonnés supérieur à 1 000 000;  
(iv) fonds propres supérieurs à 200 millions d'USD;  
(v) chiffre d'affaires dans les trois années précédentes supérieur à 500 millions d'USD.

- Les cinq soumissionnaires précités ont été pré-qualifiés par la commission chargée de la privatisation.

**Le processus d'appel d'offres** s'est déroulé comme suit:

- Mise à disposition de la version n°1 du dossier d'appel d'offres le 15 janvier 2002;
- Réception des commentaires liés à la première phase de négociations le 29 janvier 2002;
- Négociations avec les candidats (première phase) du 30 janvier au 8 février 2002;
- Envoi de la version modifiée du dossier d'appel d'offres le 8 février 2002;
- Confirmation de la participation au processus final le 14 février 2002;
- Ouverture de la Data Room et visite des sites du 20 février au 6 mars 2002;
- Réception des commentaires sur le DAO et questions Data Room le 13 mars 2002;
- Négociations finales avec les candidats (deuxième phase) du 13 au 22 mars 2002;

## Étude de cas 2 – suite

- Envoi de la version finale du dossier d'appel d'offres le 29 mars 2002;
- Finalisation de la structure des consortiums le 15 avril 2002;
- Remise des offres le 9 mai 2002;
- Déclaration de l'appel d'offres infructueux le 9 mai 2002.

**La négociation** a porté essentiellement sur les aspects suivants: les présentations dans le cadre des journées de Data Room; les demandes de modifications de certaines clauses du DAO exprimées par les opérateurs pré-qualifiés et qui ont donné lieu à la version 3 (version définitive) du dossier d'appel d'offres; l'adoption d'un schéma de privatisation différent de celui arrêté par le Gouvernement; les demandes dans ce sens ont été rejetées par la Commission de privatisation; ce qui explique en partie le désistement de certains pré-qualifiés qui voulaient plutôt un contrat de concession ou d'affermage plutôt qu'une cession majoritaire des actions.

### Résultats techniques et financiers

Parmi les soumissionnaires pré-qualifiés, seuls deux d'entre eux ont participé à la Data Room. Par la suite, un des opérateurs s'est retiré et il est resté un seul qui a déposé une offre mais dont le montant était inférieur à la valeur des actifs de la SOMELEC.

De ce fait, la Commission a déclaré l'appel d'offres infructueux par manque de concurrence et d'un prix de reprise proposé l'unique soumissionnaire, très bas.

### Conclusion

Parmi les **points positifs** qui ressortent de ce processus, on peut noter:

- la transparence de la procédure du processus d'appel d'offres (aucune réclamation n'a été constatée);
- la création du régulateur avant le lancement du processus et son implication dans tout le processus (le régulateur est plus à même d'assurer un bon suivi du cahier des charges);
- un bon cadre de concertation entre toutes les structures impliquées de l'État (la commission de privatisation regroupait les Ministères chargé de l'Énergie, des Finances, des Affaires Économiques et du Développement plus l'Autorité de Régulation et la SOMELEC);
- la qualité du memorandum d'informations annexé au Document d'appel d'offres.

Cependant, parmi les éléments **critiques** qui ont pu influencer sur l'issue du processus, on pourrait noter:

- le mode de partenariat public-privé adopté (cession d'actifs) qui a pu être perçu comme assez contraignant en termes d'obligations contractuelles par certains soumissionnaires;
- le lancement du processus d'appel d'offres dans une conjoncture internationale défavorable qui a coïncidé avec une baisse des indicateurs boursiers dans le secteur;
- l'adoption de certains critères de pré-qualification pouvant être jugés comme disproportionnés par rapport à la taille du marché ciblé; cela a pu avoir pour effet de limiter le nombre de soumissionnaires;
- certains aspects du document d'appel d'offres qui ont été laissés en suspens (les garanties atténuant le risque pays, les dérogations fiscales possibles, etc.).



Institut de l'énergie et de l'environnement  
de la Francophonie  
IEPF

L'Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie (IEPF) est un organe subsidiaire de l'Organisation internationale de la Francophonie (OIF). Il est né en 1988 de la volonté des chefs d'État et de gouvernement des pays francophones de conduire une action concertée visant le développement du secteur de l'énergie dans les pays membres. En 1996, cette action a été élargie à l'Environnement. Basé à Québec (Canada), l'Institut a aujourd'hui pour mission de contribuer au renforcement des capacités nationales et au développement de partenariats dans les domaines de l'énergie et de l'environnement.

Institut de l'énergie et de l'environnement  
de la Francophonie (IEPF)  
56, rue Saint-Pierre, 3<sup>e</sup> étage  
Québec (QC) G1K 4A1 Canada  
Téléphone: (1 418) 692 5727  
Télécopie: (1 418) 692 5644  
Courriel: iepf@iepf.org  
Site Web: www.iepf.org



50%  
Imprimé avec des encres végétales sur du papier dépourvu d'acide et de chlore et contenant 50% de matières recyclées dont 15% de matières post-consommation.

Imprimé en janvier 2008

### Les fiches techniques PRISME (Programme International de Soutien à la Maîtrise de l'Énergie) sont publiées par l'IEPF.

Directrice de la publication:

Fatimata DIA Touré, directrice, IEPF

Comité éditorial:

Sibi Bonfils, directeur adjoint, IEPF

Jean-Pierre Ndoutoum, responsable de programme, IEPF

Supervision scientifique et technique:

Maryse Labriet, Environnement Énergie Consultants

Rédaction:

Denis Levy, consultant

[denislevy@noos.fr](mailto:denislevy@noos.fr)

Anne Ged, Solving-France

[anne.ged@solving-france.com](mailto:anne.ged@solving-france.com)

Édition et réalisation graphique:

Communications Science-Impact