



Document de travail de la série
Etudes et Documents
E 2003.22

**PRIVATISATION ET RESEAUX D'ELECTRICITE EN AFRIQUE DE L'OUEST
FRANCOPHONE : UNE EVALUATION RETROSPECTIVE**

Patrick Plane
CERDI-CNRS, Université d'Auvergne

novembre 2004
19 p.

Privatisation et réseaux d'électricité en Afrique de l'Ouest francophone : une évaluation rétrospective

Patrick Plane
CERDI- CNRS

I Introduction

Commencé au début des années quatre vingt dix avec les entreprises industrielles, les privatisations de l'Afrique de l'Ouest ont progressivement gagné les services publics marchands dont le secteur de l'électricité, longtemps tenu à l'écart du désengagement de l'Etat au motif de son caractère stratégique et monopolistique. Trois raisons ont commandé les infléchissements de doctrine(cf. Guislain, 1995).

La première procède du constat de *relative inefficacité* du mode de fonctionnement des services publics dans leur cadre institutionnel historique. Les causes de cette inefficacité sont nombreuses. Insuffisamment incitées, les entreprises publiques africaines ont été à l'origine de gaspillages de ressources occasionnant des surcoûts et prix excessifs pour une qualité de service en deçà des exigences d'un retour à la croissance économique (cf. Leibenstein, 1989, 1996). Toute l'Afrique a été concernée par ce problème, pas seulement l'Afrique de l'Ouest sur laquelle se porte plus directement notre attention dans cet article. Quelques données de base sont à rappeler pour contextualiser le propos. Selon la Banque Mondiale (1996, 1998)¹ dans la seconde partie des années quatre vingt dix, moins d'un ménage africain sur deux a accès à l'électricité. Les pertes de réseau représentent, en moyenne, 17% de la production, allant de 4% au Cameroun à 40% en Ouganda. Les coupures de courant sont quotidiennes, obligeant de nombreuses entreprises, ainsi que les ménages les plus aisés, à s'équiper à grands frais de groupes électrogènes souvent surdimensionnés par rapport aux besoins avec un surplus d'énergie qui ne peut être vendu en raison du monopole public de commercialisation (Anas et Lee, 1989).

La seconde raison, qui n'est pas totalement indépendante de la première, résulte de la pénurie de *financements publics*. Dans leur effort de réduction budgétaire et de désendettement public, les Etats africains ont souvent privilégié la contraction des dépenses en capital au préjudice des infrastructures. Dans sa *Stratégie du développement économique*, source d'inspiration de plusieurs générations de conseillers économiques en développement, dès 1958, Hirschman appelait l'attention sur la qualité de l'articulation entre les investissements en activités directement productives et les investissements d'infrastructures économiques et sociales. Le diagnostic n'est que trop évident : l'équilibre en la matière a été rompu. Circonstances aggravantes, les financements publics extérieurs sont moins disponibles que jamais pour pallier cette défaillance interne et conduire au nécessaire rééquilibrage.

¹ Banque mondiale, *Privatizing Africa's Infrastructure, Promise and Challenge*, World Bank Technical Paper, Africa Region n°337, 1996.

Banque mondiale, *Concession for Infrastructure, A guide to Their Design and Award*, World Bank Technical Paper 399, 1998.

Troisième et dernière raison, toute aussi essentielle que les précédentes, les *innovations technologiques et institutionnelles* qui ont favorisé le développement de la concurrence effective ou potentielle. L'intégration mondiale s'affirme dans tous les domaines, y compris dans celui des services publics marchands. Par le jeu des interconnexions qui avancent partout, y compris dans les pays les moins développés comme ceux de l'Afrique de l'Ouest, on voit désormais apparaître des échanges internationaux sur des biens longtemps considérés comme de caractère non échangeable. Un nouveau paysage est donc en train de se dessiner dans lequel s'inscrit très directement l'électricité qui s'échange au-delà même des réalités transfrontalières immédiates. En 2004, on peut s'attendre à une interconnexion entre tous les pays de la sous région. Le système d'interconnexion Ghana-Togo/Bénin (1973) et le système Côte d'Ivoire, Ghana (1983) sont appelés à s'étendre avec à moyen terme, une ligne reliant le Bénin et le Nigeria. De proche en proche, sur un horizon raisonnable, c'est l'ensemble des pays de l'Afrique de l'Ouest qui seront reliés entre eux. Au moins sur la production et en relation à la fois avec la réduction des investissements et le développement des interconnexions, l'argument du monopole naturel est donc moins légitime que jamais (cf. Lesueur et Plane, 1994).

L'objectif de cet article est de comprendre les transformations à l'œuvre dans le secteur électrique, en particulier à travers les mouvements de privatisation réalisés dans cet espace économique et monétaire que constitue la zone de l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA). La seconde section se propose d'établir un état des lieux de la privatisation des entreprises électrique depuis le désengagement pionnier de la Côte d'Ivoire, en 1990, jusqu'aux désengagements plus récents sur lesquels on manque parfois de recul pour apprécier avec pertinence les implications économiques et financières des changements institutionnels opérés. Sur la base de ces brèves études de cas, la troisième section tentera de dégager des enseignements de portée générale qui peuvent éclairer l'expérience des pays où ces réformes institutionnelles sont encore à conduire. La quatrième section revient, en conclusion, sur les points essentiels de la réflexion.

II – Analyse descriptive des processus et de leurs conséquences

La Côte d'Ivoire : La privatisation de référence

La Côte d'Ivoire a été le premier Etat africain à se lancer dans une procédure de privatisation dans le secteur de l'électricité. En 1990, l'entreprise publique EECI était dans une situation financière insoutenable et l'Etat, son unique actionnaire, dans l'impossibilité de la renflouer à hauteur de ses besoins d'assainissement. Le dernier exercice dans le cadre d'une gestion publique situe l'ampleur du problème. Pour la seule année 1989/90, la perte ressortait à 36 milliards de francs CFA sur un chiffre d'affaires de l'ordre de 100 milliards. En fait, dès 1989, EECI était dans une faillite virtuelle. Sortir de cette impasse impliquait de redonner rapidement de l'efficacité à une structure dont le fonctionnement s'était progressivement calqué sur celui d'une véritable «administration», avec de très nombreux niveaux hiérarchiques coupables de pertes d'information en ligne ou de traitements à contretemps des problèmes. Une réforme s'imposait rapidement, finalisée en 1990 avec la signature d'un contrat de concession, en réalité un contrat d'affermage négocié de gré à gré avec un consortium dominé par une filiale du Groupe Bouygues, la Société d'Aménagement Urbain et Rural (SAUR), déjà concessionnaire de la distribution de l'eau sur Abidjan, et Electricité de France.

Le binôme gestionnaire s'est ainsi constitué, combinant l'expertise de SAUR dans le recouvrement des factures, maillon faible des services publics africains, et la maîtrise technique de EDF dans le fonctionnement de réseaux électriques intégrés. Ensemble, les deux opérateurs ont créé une société d'exploitation : la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) dont ils ont souscrit 51% des actions. Le reliquat s'est initialement distribué entre le personnel (5%) et l'Etat (44%), ce dernier opérant dans une optique de portage. A la fin des années quatre vingt dix, la structure du capital a d'ailleurs changé de sorte qu'aujourd'hui SAUR détient 68% et les privés ivoiriens (27%). Face à la société d'exploitation CIE, l'Etat a conservé l'ancienne structure publique EECI, en lui conférant le rôle d'une société de patrimoine. La convention du 12 décembre 1990 énumère l'étendue de ces missions qui vont de la gestion des biens mobiliers et immobiliers du domaine public au développement du secteur et à la maîtrise d'œuvre des travaux (cf. Plane, 1996).

Le personnel EECI, constitué en majorité des agents les moins enthousiastes à l'idée de la privatisation du service, a rapidement montré des limites dans la capacité à promouvoir une gestion sectorielle à la fois efficace et impartiale. En 1998, ces lacunes ont valu une évolution institutionnelle marquée par la liquidation de EECI et l'émergence de trois nouvelles entités ayant la forme juridique de la « Société d'Etat ». La Société de Gestion du Patrimoine du Secteur de l'Electricité (SOGEP) est en charge de la gestion du patrimoine et du suivi des flux financiers. L'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'électricité (ANARE) contrôle le concessionnaire et les producteurs indépendants. Elle fait également office d'arbitre dans les contentieux entre les différents acteurs sectoriels. Enfin, la Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité (SOPIE) est en charge du suivi des flux énergétiques entre producteurs et consommateurs. Elle intervient également en qualité de maître d'œuvre dans les travaux d'investissement de l'Etat.

En 2005, la CIE aura atteint le terme de son contrat de concession, celui-ci étant reconductible pour deux périodes successives de 3 ans. Une des questions à trancher consistera à déterminer les modalités de ce renouvellement, le maintien ou non de la situation de monopole sur les segments de transport et de distribution. L'analyse économique suggère qu'en cas de relance de l'appel d'offres, l'entreprise en place a toute chance de conserver le marché en raison de l'avantage que lui confère l'*information privée* sur les conditions d'exploitation et de rentabilité (cf. Demsetz, 1968). Au stade avancé de cette expérience, quel est le bilan de privatisation que l'on peut établir ? Les changements intervenus depuis 1990 sont incontestablement positifs (cf. Plane, 1999, 2001). Tout en étant bénéficiaire, l'entreprise pratique des prix réels à la consommation et offre des qualités de prestations meilleures que celles qui étaient observées dans un cadre de gestion et de propriété publiques.

En comparaison des autres pays de l'UEMOA, ces mêmes critères d'appréciation situent la performance de la CIE au premier rang des réseaux ouest africains (cf. tableau 1).

Tableau 1 Situation institutionnelle des sociétés d'électricité en Afrique de l'Ouest (UEMOA)

Entreprise	Pays	Date de signature	Délégation secteur privé	Degré d'intégration
SBEE	Bénin	Réforme en cours	Non effectuée	Eau + électricité Intégration géographique avec CEB
SONABEL	Burkina	Réforme en cours	Non effectuée	Production + transport + distribution
CIE	Côte d'Ivoire	Octobre 1990	Concession proche affermage	Production + transport + distribution Producteurs indépendants
EDM	Mali	Novembre 2000	.Cession de 60% des actifs .Contrat de concession (électricité) . Contrat d'affermage (eau)	Eau + électricité Production + transport + distribution
NIGELEC	Niger	Réforme en cours	Non effectuée	Production + transport + distribution
SENELEC	Sénégal	Interruption du processus (premier lancement : 1998)	Cession d'actifs proposée initialement 33% puis 51%	HQI – ELYO Production + transport + distribution Projet de producteurs indépendants
Togo Electricité	Togo	Décembre 2000	Concession	Intégration géographique avec CEB Distribution + petite production propre

Source : A partir des informations BOAD. Etude sur le bilan des privatisations dans les services publics collectifs des pays de l'UEMOA, octobre 2002.

Il est vrai que par la présence locale de gisements pétroliers et gaziers, mais aussi par la présence de barrages qui confèrent une place importante à l'énergie hydraulique, la Côte d'Ivoire est plutôt moins exposée aux conséquences de l'instabilité internationale des prix du pétrole. Autre point positif à relever, le nombre d'abonnés a sensiblement progressé. En décembre 2000, l'entreprise en comptait 765 000 contre seulement 400 000 en 1990, soit un doublement sur dix ans. Sur cette même période, la productivité apparente, mesurée par le nombre de mégawatheures distribués par agent, a elle-même été doublée, passant de 580 à plus de 1000. Le taux de recouvrement des factures sur les clients privés est de l'ordre de 98%. Il tombe à 84% lorsqu'on y inclut les consommations de l'Etat. Les arriérés de paiement publics sont d'ailleurs l'un des *talons d'Achille* de l'expérience. Car ils n'ont pas disparu et se soldent par compensation avec la redevance de l'entreprise pour utilisation des équipements publics. Si cette retenue de la CIE a eu pour effet d'atténuer les tensions de trésorerie qui aurait résulté d'arriérés publics non dénoués, parallèlement, elle a eu l'inconvénient de grever les moyens de financement public alloués au réinvestissement du secteur. On est bien là sur une des limites de l'organisation institutionnelle du secteur, un biais de fonctionnement en partie estompé, au moins pour la production, par l'entrée de deux producteurs indépendants à travers la réalisation des projets CIPREL et CINGERGY (AZITO).

Dans un bilan positif, cette réserve n'est pas la seule à devoir attirer l'attention. Un des points qui demeure débattu tient par exemple à la complexité de l'architecture institutionnelle du secteur. A un titre ou à un autre, pas moins de cinq entités interviennent : SOGEP, SOPI, ANARE, Ministères de tutelle technique (Mines et énergie) ou financière (Ministère des Finances), sans compter les interférences politiques capables d'introduire du flou et des incompréhensions dans la gestion des relations entre acteurs. Au nombre des critiques à émettre, on ne soulignera que l'anomalie ayant consisté à établir, à travers l'ANARE, un régulateur présumé indépendant, mais sous la forme juridique d'une société d'Etat qui le place *de facto* sous la coupe du Ministère de l'Energie. Dans cette situation, on pressent la difficulté à développer une culture d'indépendance, *a fortiori* si comme c'est le cas, le Directeur général de l'Agence est nommé et révoqué discrétionnairement par un conseil d'administration lui-même constitué de membres désignés par l'Etat.

Sénégal : l'attente d'une troisième procédure de privatisation

En 1999, le Sénégal s'est lancé dans un processus de privatisation de la SENELEC sous une forme impliquant un transfert partiel des droits de propriété. Dans le secteur de l'électricité, cette cession de titres, comparable à celle adoptée pour le désengagement des télécommunications (SONATEL), fut la première expérience conduite dans la sous région. La cession avait pour objet de rendre compatible le maintien d'une forte présence publique dans le secteur avec des responsabilités de gestion assumées par un opérateur privé de bonne visibilité internationale, capable de promouvoir le développement du service. Quatre candidats furent pré-qualifiés au termes de l'appel d'offres lancé en octobre 1998 : Union Fenosa Acex (Espagne), Cinergy Global Power-Eskom (USA - Afrique du Sud), EDF International (France), Hydro Québec International-Elyo (Canada - France). Le critère de sélection retenu fut la valeur maximale de rachat de l'action SENELEC sur un pourcentage de capital à acquérir devant impérativement se situer au niveau de 34%.

Les deux derniers groupements précités se retrouvèrent en lice pour une concurrence au terme de laquelle l'adjudication fut opérée au bénéfice d'Hydro-Québec International (HQI) et Elyo, acheteurs de 34% des titres au prix unitaire de 27,83 euros contre une proposition de *EDF International* qui ressortait à 26,89 euros. Signée en mars 1999, la Convention avec le partenaire stratégique révéla rapidement ses insuffisances de sorte qu'en fin d'année 2000, sous la forme d'une résiliation amiable, le gouvernement se décida à réinstaller l'encadrement supérieur sénégalais aux commandes de l'entreprise. Bien que la genèse de cet échec soit loin d'être réductible à un seul facteur, il en est un sur lequel il convient de revenir, particulièrement important dans le cas d'une réforme institutionnelle, c'est l'insuffisance des investissements dans les années ayant précédé la privatisation. Dans cette période, en effet, le capital technique n'a quasiment pas augmenté, trop peu en tout cas pour accompagner une croissance de la demande d'environ 5% par an. Conséquence de ce gap d'évolution entre l'offre et la demande, le gestionnaire privé dut se résigner à gérer des options de court terme, aucune d'elles n'apportant de solution satisfaisante dans les dimensions politiques, économiques et sociales de la question.

La hausse des tarifs avait l'avantage de réconcilier les prix avec la « volonté de payer » des consommateurs. Elle permettait en outre de couvrir la pointe manufacturière. La démarche souffrait toutefois d'un manque de faisabilité politique. La hausse des prix allait contre les intérêts des populations urbaines et par suite, contre les intérêts de court terme du gouvernement. Dans une interprétation en termes de « choix publics », on peut dire que la classe dirigeante a parfaitement saisi l'option la plus propice à l'échéance que constituait l'élection présidentielle de 2000. Cette solution de non-augmentation des prix a toutefois enfermé l'opérateur privé dans une gestion de rationnement de l'offre avec un recours inévitable aux délestages qui ont fait souffrir le système productif.

Rétrospectivement, cette stratégie a eu des implications très négatives pour l'image de la privatisation et la relance ultérieure du processus. Avec la résiliation du contrat de concession au terme de seulement dix huit mois d'exécution, le gouvernement en est venu à « renationaliser » la SENELEC, avec réinstallation, sur une base temporaire, d'un encadrement supérieur sénégalais. Cette solution d'attente est clairement ressortie des Journées Nationales de Réflexion sur le Secteur de l'Énergie, en février 2001. A cette occasion, en effet, le Gouvernement a rappelé sa volonté de ne pas rester majoritaire dans le capital de SENELEC et de relancer, par appel d'offres international, une opération de transfert de gestion des actifs au secteur privé. En juillet 2001, un Comité Technique placé sous la tutelle du Ministère de l'Économie et des Finances et du Ministère des Mines de l'Énergie et de l'Hydraulique fut chargé de la reprise de ce processus de désengagement.

La relance de l'appel d'offres fut effectuée le 9 juillet 2001 avec une date de dépôt initialement fixée au 30 octobre, mais finalement repoussée en novembre avec une adjudication provisoire en fin de mois. Les termes de l'appel d'offres prévoyaient que la cession porterait sur 51% du capital. L'Etat s'engage à conserver le reliquat de 49% jusqu'à ce que des possibilités de cession se fassent jour, en partie à travers une prise de participation des salariés. La volonté de désengagement public a donc été plus marquée qu'en 1999, avec une clarification institutionnelle favorable à la réalisation d'un programme d'investissement massif sur les cinq prochaines années. En octobre 2001, le Ministère des mines, de l'énergie et de l'hydraulique évoquait un objectif de 120 milliards de francs CFA d'investissements dans la production, le transport et la distribution, chiffre cible ramené à 90 milliards en novembre.

Huit entreprises ont initialement manifesté de l'intérêt pour cette relance de l'appel d'offres avec un choix d'adjudication provisoire qui s'est finalement porté sur Vivendi Environnement, en association avec l'office National du Maroc (ONE). La négociation sur la finalisation de l'opération a été longue, dominée par l'ambiguïté sur les termes de l'appel d'offres, et finalement infructueuse puisque au printemps 2002, la démarche a été jusqu'à la rupture. Le Sénégal est donc revenu à la situation de départ avec un moindre empressement à privatiser qu'en 2001. Il entend désormais identifier les formes d'évolution institutionnelle permettant de réaliser des investissements sectoriels par entrée de producteurs indépendants et lever ainsi l'urgence d'un transfert d'actifs de la SENELEC au secteur privé.

Le Mali : gains d'efficacité sur fond de problèmes institutionnels récurrents

Non sans une certaine similitude avec le cas précédent, le Mali s'est engagé dans la mise en oeuvre de cette réforme institutionnelle. En mars 2000, une redéfinition des rôles a été adoptée au terme de laquelle l'Etat s'est recentré sur les fonctions de définition des politiques sectorielles et de régulation des activités en situation non concurrentielles. Par suite, une action de privatisation de EDM a été initiée, impliquant la mise en vente de 60% du capital de la société constitué des actifs de production, de transport et de distribution d'eau et d'électricité. L'Etat a souhaité conserver le reliquat de 40 % avec l'intention de céder ultérieurement 10 % de ses parts au personnel et 20 % à des investisseurs nationaux sous forme d'offre publique de vente. Cette privatisation a ceci de particulier que l'Etat a maintenu le caractère multi-produits de l'entreprise. L'électricité et l'eau ont été confondues dans un même appel d'offre, mais avec des contrats séparés pour chacun des deux services, le premier relevant d'une concession de monopole de distribution et le second d'un contrat d'affermage classique.

Sur cinq manifestations d'intérêt, quatre candidats à la reprise ont été initialement retenus, trois d'entre eux remettant finalement une offre technique et financière. En décembre 2000, l'adjudication a été effectuée à la fois sur la base de l'acceptation des conditions du contrat de concession et du mieux disant en termes de prix offert par action. L'application de ce principe a profité au consortium formé de SAUR international et IPS, filiale du groupe Aga Khan. Chaque composante s'est rendue respectivement acquéreur de 39% et 21% du capital. La privatisation de EDM a été précédée de la création, par ordonnance présidentielle, d'un nouveau cadre réglementaire. Le Ministère des Mines, de l'Energie et de l'Eau continue d'éclairer la politique énergétique de l'Etat à travers la Direction Nationale de l'Energie (DNE). Parallèlement, le 15 mars 2000, la Commission indépendante de Régulation de l'Electricité et de l'Eau (CREE) a été instituée avec une entrée en fonctionnement dans la seconde partie de 2001.

Trois ans après cette privatisation, les résultats d'exploitation sont plutôt positifs même si la réforme institutionnelle est loin d'avoir éliminé tous les problèmes que rencontrait l'entreprise dans un cadre d'activités et de propriété privées. La satisfaction se mesure à la capacité de EDM à renouer avec les bénéfices tout en reprenant l'effort d'extension de la couverture des populations. En fin d'année 2002, 17 000 nouveaux abonnés en basse tension ont été raccordés dont les consommations ont pu être satisfaites par les premières livraisons du barrage de Manantali. Il faut dire que les besoins en la matière sont énormes puisque la pénétration de l'électricité ne touche qu'environ 5% de la population, ce qui concourt à une consommation moyenne par habitant inférieure à 25 Kwh par an. Ces évolutions favorables ne font toutefois pas oublier la rémanence de certains problèmes institutionnels dans le positionnement des principaux acteurs sectoriels que sont l'opérateur privé, le régulateur (CREE) et l'Etat.

Pour un pays dont la production d'électricité est principalement fondée sur l'importation d'hydrocarbures, ces difficultés ont été exacerbées par la hausse des cours du pétrole. Compte tenu des tensions internationales sur le prix de cet intrant, l'application mécanique de la formule de révision des tarifs aurait dû se traduire par une augmentation de 30%. L'électricité étant déjà chère et de nature à handicaper la diversification de l'appareil productif, le gouvernement s'est refusé à l'application automatique de ce réajustement. A cette solution et comme le permet le contrat de concession, les autorités ont préféré compenser EDM à due concurrence du manque à gagner par une réduction du paiement à effectuer au titre du rachat des actions de l'entreprise publique. On en serait resté à une solution consensuelle si en février 2003, le chef de l'Etat n'avait pas pris la décision unilatérale d'une baisse de 10% des tarifs. Cette initiative, dérogoratoire au contrat de concession et accessoirement à l'origine du renvoi du Président de la CREE, a été perçue comme un véritable « casus belli » par le consortium SAUR-IPS. Bien que le gouvernement ait convenu de la nécessité d'une compensation additionnelle, les nouvelles accumulations d'arriérés de paiement publics sur les factures de consommation d'électricité n'en ont pas moins placé les relations sur un terrain conflictuel. Les motifs de rupture de contrat aux torts de l'Etat malien existent et ne prédisposent pas à la bonne exécution des engagements contractuels « risqués » du concessionnaire, notamment en matière d'investissements. Le consortium s'est engagé sur un programme de 240 milliards de F CFA. A l'évidence, ce programme ne sera pas supportable par l'exploitation courante de EDM et devra obtenir l'appui de financements extérieurs concessionnels.

Togo : la crise politique et ses conséquences pour les dispositions de la privatisation

Le Togo apporte également l'illustration des difficultés à séparer efficacement les pouvoirs de régulateur et de l'Etat. Le système mis en place par la loi du 18 juillet 2000 précise les fonctions attachées au Ministère en charge de ce service et ne crée l'autorité de réglementation que pour instituer un organe en vue d'« assister le Ministre chargé de l'énergie dans la gestion du secteur » (article 19). En pratique, l'indépendance de l'Autorité est une fiction de l'esprit dans la mesure où elle n'est constituée que d'une seule personne qui fait office de conseiller du Ministre. Difficile, dans ces conditions, de prévenir à la fois l'arbitraire de l'Etat et l'opportunisme de l'entreprise. En entretenant les asymétries informationnelles entre puissance concédante et concessionnaire, la situation institutionnelle favorise l'expression de l'opportunisme. En d'autres termes, l'agent comme le principal sont appelés à donner libre cours à des comportements illustrant le phénomène du hasard moral (cf. Laffont et Tirole, 1993 et 1996).

La privatisation de la Compagnie d'Energie Electrique du Togo (CEET) a été lancée en 1997, finalisée par un contrat de concession avec le Consortium Elyo/Hydro-Québec, en décembre 2000. Au terme de ce contrat, les actifs de la CEET ont été transférés à la nouvelle structure Togo Electricité (TE) et le concessionnaire s'est engagé à réaliser un programme d'investissements de 27 milliards de F CFA sur les 5 premières années. La stratégie adoptée impliquera que le concédant et le concessionnaire se retrouvent à cette échéance, qu'ils analysent l'exécution et les impacts de ces investissements de manière à redéfinir les objectifs de la période suivante.

Selon la convention de concession, et plus particulièrement le chapitre sur les investissements du concessionnaire, le programme d'investissement devait être facilité par l'octroi au gouvernement d'un prêt concessionnel IDA pour partie rétrocédé à Togo Electricité. En raison du non-remboursement sur des échéances de prêts antérieurs, la Banque mondiale a toutefois suspendu l'exécution de ce projet au préjudice de la qualité des relations entre le

concedant et le concessionnaire du service public. Cette défection est sans doute à l'origine d'un certain désenchantement local quant aux implications tangibles de la privatisation. Les autorités ont le sentiment d'avoir été flouées, incitées à privatiser, puis laissées au milieu du guet sans l'apport des financements prévus pour accompagner cette réforme institutionnelle. Dans ce nouveau contexte, le concessionnaire a été attentiste sur ses engagements à risque, se tenant en net retrait d'un rythme d'investissement compatible avec les obligations contractuelles des cinq premières années. Ce décalage est en partie à l'origine des états d'âme du gouvernement et de l'Autorité de réglementation qui considèrent qu'à ce jour, la privatisation n'est pas un succès. Le concessionnaire n'a pourtant pas démerité a fortiori si l'on prend acte de la crise politique durable que traverse le Togo et ses conséquences pour l'évolution des financements internationaux, mais également du comportement de l'Etat dans l'application de ses propres engagements.

Pour l'essentiel, l'approvisionnement d'énergie de Togo Electricité provient d'un établissement public international commun au Bénin et au Togo : la Compagnie de l'Electricité du Bénin (CEB). Togo Electricité n'est donc pas plus que sa devancière publique, la CETT, un monopole intégrant l'ensemble des activités depuis la production jusqu'à la commercialisation. En mai 2002, la CEB a augmenté ses prix unitaires de vente de 32%, pourcentage non intégralement répercuté à la distribution finale au Togo où les tarifs en basse et moyenne tensions n'ont été réajustés que de 11% et 8 %. Une augmentation plus forte aurait d'ailleurs été difficilement supportable comme l'a démontré l'évolution d'une demande interne plus élastique au prix que ne l'avait imaginé l'entreprise elle-même. Quoi qu'il en soit, l'écart entre les prix d'achat et de vente a été une source de tension et de difficulté additionnelle dans le fonctionnement du secteur. Et malgré cette répercussion seulement partielle du prix d'achat sur les prix à la distribution interne, de nouveaux arriérés de paiement sont apparus, en particulier avec le secteur public *lato sensu* dont les consommations représentent environ 20% du chiffre d'affaires.

III Quels enseignements pour les expériences à conduire ?

Des privatisations effectuées dans un manque d'adhésion politique

Les pays sont rares où le processus a été le résultat d'une délibération politique interne favorable plus qu'une résultante de négociation avec les bailleurs de fonds internationaux. Une exception a été le schéma de désengagement de EECI en Côte d'Ivoire. L'opération a été menée ici alors même que l'Etat ne s'était pas encore doté d'un programme de privatisation qui aboutira, en décembre 1990, à la mise en place d'un comité de privatisation chargé de délester le secteur public d'une soixantaine d'entreprises. La rapidité avec laquelle le processus a été conduit, en trois mois et sans appel d'offres international, a été dictée à la fois par le pragmatisme du Président Houphouët Boigny et le besoin d'identification de solutions durables aux problèmes financiers de EECI.

Dans des situations financières parfois tout aussi difficiles, les stratégies dilatoires ont prévalu dans les autres réseaux d'Afrique de l'Ouest où la Préférence a été donnée aux réformes sectorielles dans un cadre public qui n'a pas réglé les problèmes d'assainissement financier de court terme et la relance de la production à long terme. Le cas de la réorganisation sectorielle au Togo est illustratif de ces « donnant donnant ». La privatisation de CEET a procédé du

durcissement de la contrainte financière publique et des exigences de la Banque mondiale. Sur fond de résistances politiques internes demeurées fortes, la suspension du prêt IDA de la Banque mondiale a eu pour effet d'escamoter les aménagements institutionnels.

Les indécisions sur les bonnes modalités de la privatisation

Les bonnes modalités de la forme contractuelle de la privatisation ne sont pas indépendantes de l'identification des problèmes donnant l'actualité aux réformes sectorielles. L'introduction de cet article a rappelé qu'en Afrique subsaharienne, les problèmes se situaient tout à la fois au niveau de la gestion et des insuffisances chroniques d'investissements. Autant dire que la réunion de ces problèmes situait davantage la privatisation au niveau d'un contrat de concession que de gestion. Cette forme n'a pourtant été adoptée que tardivement dans la mesure où l'expérience de la CIE procédait plutôt d'un affermage. Sauf dans ce dernier cas où la procédure de gré à gré a été adoptée, la manière dont a été conduite la privatisation a impliqué de donner la préférence à l'appel d'offres international. En faisant place à un désengagement rapide et bilatéralement négocié avec l'opérateur gestionnaire de l'eau à Abidjan, le Président ivoirien s'est exposé à des critiques sur le manque de transparence de cette procédure. Rétrospectivement, on ne peut pas dire que cette procédure se soit déroulée au préjudice de la collectivité ivoirienne.

En l'absence de véritable transfert d'actifs au secteur privé, cette privatisation ne pouvaient pas être très spoliatrice. En vérité, les autres expériences africaines ont d'ailleurs mis en scène un nombre limité de soumissionnaires internationaux candidats à la reprise des entreprises avec de potentialités de collusion tout aussi préjudiciables. Le mécanisme concurrentiel a été d'autant plus faible que les soumissionnaires potentiels ont formé des consortiums dans l'objectif de limiter les prises de risques et de gérer au mieux les problèmes techniques et financiers de la gestion de réseaux africains. Le fait est donc clairement établi, les priorités d'engagement des grands réseaux internationaux ne sont pas sur l'Afrique subsaharienne. Le peu d'engouement manifesté autour de la volonté politique du gouvernement nigérian de privatiser la NIGEELEC démontre bien que la privatisation est une affaire d'offre mais aussi une affaire de demande.

Les cas de reprise d'entreprise publique par un consortium international n'ont pas livré de conclusions claires et systématiques. Cette démarche implique de bien identifier les obligations des repreneurs et de veiller à ce que l'opération soit montée autour d'un chef de file. Dans le secteur de l'électricité Ivoirien, l'expérience conduite par EDF et Saur a été concluante, où Saur a fait office de leader. Le rôle de EDF n'était que ponctuel, apportant l'expertise technique de la gestion de l'électricité. EDF s'est d'ailleurs ultérieurement retirée de l'entreprise. Au Sénégal, l'expérience de la privatisation de la SENELEC a été beaucoup moins heureuse. Elyo et Hydro-Québec se sont retrouvées à parité d'engagement financier (50/50), mais avec des préoccupations différentes qui ont conduit à la déchéance de la concession du service. A court terme, Elyo semblait privilégier l'assainissement de la gestion quand Hydro-Québec donnait l'impression de préférer la relance de l'investissement. Il en est résulté un véritable choc entre la culture gestionnaire de l'entreprise française et la culture technicienne de l'opérateur canadien.

Des réformes aux gains mitigés mais sans redistributions sociales coûteuses.

C'est un résultat plutôt attendu de la microéconomie des incitations, la privatisation a généralement produit des effets favorables sur le niveau et l'évolution de la performance productive (cf. Laffont, 1996). Il n'y a pas d'exemple à invoquer où la démarche se serait

accompagnée d'une dégradation significative de la productivité apparente ou totale des facteurs. Si amélioration des performances économiques et financières il y a eu, le mode de répartition des gains d'efficacité n'a pas toujours été à la satisfaction de tous.

S'agissant des **consommateurs**, les prix n'ont pas forcément baissé. A décharge, il faut dire que les opérations de privatisation ont été souvent menées en présence de hausse du prix des hydrocarbures. Par ailleurs, faute d'investissements rapides, notamment pour la production, la qualité des prestations ne s'est pas forcément améliorée, ce qui a par exemple valu à l'Etat du Sénégal de casser le contrat avec Elyo-Hydro/Quebec. Lequel des acteurs est le plus à blâmer: est ce le concessionnaire privé pour son défaut d'anticipation et de réaction aux attentes sociales ou l'Etat, défailant dans ses devoirs passés d'actionnaire unique, artisan d'une loi faisant interdiction au nouvel opérateur privé d'élargir sa propre capacité de production afin de faciliter la libéralisation de la production par l'entrée de producteurs indépendants ?

Pour les **salariés**, le coût social des privatisations a été relativement limité dans la mesure où les pouvoirs publics ont souvent conditionné leur choix de repreneur à l'absence de licenciement et au maintien des salaires nominaux. En Côte d'Ivoire, la privatisation de EECI s'est faite en associant étroitement les représentants du personnel aux phases cruciales de la négociation. On notera au passage que la procédure de gré à gré, dont on sait qu'elle a bien des inconvénients par ailleurs, a favorisé cette entente entre l'Etat, le repreneur et le personnel. Au Sénégal, la démarche a été moins consensuelle pour plusieurs raisons. L'appel d'offres a donné la préférence à Hydro-Quebec alors que l'encadrement supérieur de l'entreprise publique donnait clairement sa préférence à EDF. Les relations sociales ont été difficiles pour ne pas dire tendues. Dans la négociation sur les indemnités de départ volontaire, le personnel très syndiqué de la SENELEC s'est mobilisé pour obtenir la parité avec les conditions financières pratiquées dans le réseau de télécommunication, oubliant les différences d'efficacité entre une SONATEL financièrement très rentable et une SENELEC aux voisinages de la faillite.

Enfin, pour l'**Etat**, le retour à une situation de rentabilité financière a créé les conditions d'un encaissement d'impôt sur les bénéfices. En même temps, la privatisation a été l'occasion d'éliminer les passe-droits de l'ancienne structure publique pour revenir aux dispositions du droit commun ou du code des investissements, notamment pour les consommations intermédiaires importées. Dans l'ensemble c'est toutefois par l'économie d'investissements que l'Etat a le plus gagné à la réforme institutionnelle. Et cet avantage a été d'autant plus important que l'accès aux ressources financières extérieures des secteurs publics devenait chaque jour plus limité. Si par la privatisation l'Etat a pu se dégager d'un fardeau budgétaire, en revanche, aux fins de l'efficacité de la relation institutionnelle avec l'opérateur privé, il a aussi souscrit l'engagement de payer la totalité des consommations publiques, de ne plus recourir aux arriérés de paiement, source d'affaiblissement financier des entreprises publiques. Or de ce point de vue encore, les conséquences de la privatisation ne sont pas sans nuances.

La difficulté à élever la qualité des relations institutionnelles Etat-entreprise

La privatisation n'a pas apporté de solution définitive au problème récurrent de la relation institutionnelle entre l'Etat et l'entreprise (cf. Schmidt, 1990). Les expériences de désengagement relatées ont toutes été marquées par la continuation des phénomènes d'arriérés de paiement de consommation publique. Non seulement ces arriérés ont toutefois été plus difficiles à constituer, mais leur importance en volume a été moindre. En dehors de l'Administration et de l'Etat *stricto sensu*, en présence de non-recouvrement des factures passées, les managers privés

ont moins hésité à rompre la relation d'approvisionnement des entreprises, quel que soit leur statut juridique. Les arriérés de l'Etat ont été plus transparents dans leur volume et se sont apurés plus facilement par le jeu des compensations avec la redevance des opérateurs privés. Inconvénient majeur de cette démarche, la procédure de compensation a procédé d'une logique de court terme. Sa reconduction sur une base durable a été contraire à l'objectif de renouvellement et d'extension de l'investissement. En d'autres termes, les gouvernements et les politiques ont leur propre utilité à satisfaire, leur propre agendas privés qui n'est pas forcément compatible avec les objectifs de bien être de la collectivité à long terme (cf. Schmidt, 1990, Laffont, Tirole, 1991).

Les régulateurs n'ont pas été de grand secours dans la résolution de ce problème institutionnel. Leur création a été trop tardive et les agences sont encore insuffisamment dotées en personnels compétents. Elles souffrent d'une subordination excessive envers l'autorité politique. L'indépendance envers la diversité des expressions du pouvoir doit se renforcer. Et cette indépendance requiert que les agents de régulation soient nommés en fonction de leurs compétences, qu'ils soient irrévocables pendant la durée de leur mandat, sauf accomplissement anormal des missions assignées. La préoccupation du régulateur doit être de faire prévaloir l'exécution des engagements des parties au mieux des intérêts de long terme de la collectivité. Cette mission va de pair avec le souci de maintenir un équilibre stable entre tous les acteurs, de veiller à une bonne exécution des contrats dans une indépendance de jugement et une neutralité vis à vis de tous les protagonistes.

Réglementation et procédure d'ajustement des prix

L'indépendance du régulateur est importante pour garantir l'effectivité d'un mécanisme d'ajustement des prix. Ce dernier doit prendre en compte le bien être instantané du consommateur, mais également l'objectif de rentabilité des capitaux investis. Le doute sur les conditions d'application de la règle de prix ne facilite ni l'entretien des matériels concédés par l'Etat, ni le respect des engagements d'investissement du concessionnaire. La gestion privée des services publics doit donc reposer sur le renforcement de la confiance entre le partenaire privé et l'Etat. Le régulateur doit aider à cet objectif en comprenant les exigences de la gestion commerciale privée et les contraintes sociales du pouvoir politique qui souhaite une distribution de service au plus bas prix possible. Promouvoir cette coopération n'est pourtant pas une mince affaire (cf. Axelrod, 1992). Les acteurs sectoriels doivent travailler à cela en prévoyant les mécanismes institutionnels de nature à prévenir leurs oppositions du moment. S'agissant des prix soumis aux graves conséquences des fluctuations de cours des hydrocarbures, la réconciliation des intérêts devrait pouvoir se faire par la constitution d'un *fonds de stabilisation du prix* qui aurait l'avantage de lisser le coût politique des ajustements de prix temporaires sans pénaliser la trésorerie d'un opérateur privé contraint à rechercher des compensations fiscales incertaines.

La perspective d'une instance de réglementation régionale

La difficulté d'institutionnaliser un régulateur indépendant au niveau national milite en faveur de la formation d'agences internationales de régulation. Dans de nombreux domaines d'activité, l'UEMOA, a montré la possibilité de penser le développement dans un cadre régional. La gestion commune de la monnaie, à partir d'une seule Banque Centrale ou bien encore par la mise en place de règles de droit harmonisées avec le mécanisme de l'HOADA démontrent la

possibilité de réglementer des services publics dans un cadre efficace. Cette conception de la régulation au niveau régional a l'avantage d'apporter des éléments de réponse quant à la nature de l'agence.

Dans plusieurs pays, un large débat s'est en effet ouvert sur le fait de savoir si l'agence devait être multisectorielle ou unisectorielle. La première permet la réalisation d'économies d'« envergure » qui sont d'autant plus importantes que les mêmes expertises se retrouvent entre différents réseaux de services publics marchands. Centrée sur les économies d'« échelle », une agence régionale pour la seule électricité est toutefois moins compliquée à mettre en place. Elle sert les intérêts de l'indépendance de l'institution dans la mesure où elle réduit la subordination de ses membres envers les responsables politiques nationaux. Une internationalisation de la réglementation réduit par ailleurs le risque de « capture » du régulateur par les entreprises réglementées. Dans ce cas de figure, en effet, le contrôle gagne en anonymat avec un choix de contrôleur qui peut devenir aléatoire et compliquer les jeux collusifs.

La Libéralisation du secteur par l'entrée de producteurs indépendants

Dans des pays africains où les difficultés financières du secteur électrique se sont conjuguées aux sous investissements publics de production, la volonté des bailleurs de fonds internationaux a été de coupler la libéralisation de la production, c'est à dire le segment le plus facilement éligible à la concurrence, avec la privatisation de l'opérateur historique. Le Sénégal est un exemple où la volonté d'introduire ces producteurs indépendants a été manifeste. Au terme de la première expérience de privatisation avortée, la SENELEC a été contrainte de s'abstenir, par la loi de 1998, de toute démarche d'élargissement de son parc de production. Autrement dit, sa propre activité a été limitée à ses capacités disponibles à la date d'entrée en vigueur de la loi.

L'objectif louable consistait à briser, par le segment de la production, le monopole concédé par ailleurs au consortium HQI-Elyo. Cette libéralisation sans prise en compte suffisante des réalités pratiques de l'offre et de la demande à la date de la réforme a été pour partie à l'origine de l'échec de la privatisation. En effet, l'insuffisance de l'offre a induit l'élévation des délestages et un coût de production maintenu à un haut niveau avec une impossibilité politique de « passer » le coût aux consommateurs. Le mécanisme de réforme adopté en 1998 a donc manqué de souplesse en sous évaluant les délais nécessaires à l'entrée des nouveaux producteurs indépendants. La SENELEC s'est ainsi retrouvée à gérer un patrimoine technique de production défectueux et coûteux, sans réelle possibilité de réaction légale. Avec l'échec de la première privatisation, l'Etat reviendra sur le dispositif restrictif de la loi de 1998, mais jusqu'ici, avec le refus des bailleurs de fonds de financer le renforcement de la production dans un cadre où la SENELEC serait appelée à rester publique.

En Côte d'Ivoire, la CIE s'approvisionne déjà auprès de deux producteurs indépendants : CIRPEL et CINERGY. Ces deux entrants dans la production ont élargi les capacités de production locale faisant même de la Côte d'Ivoire un exportateur d'électricité vers la sous région et notamment vers le Ghana dont elle était précédemment importatrice. Les deux IPP concourent bien à l'efficacité dans la gestion de long terme du secteur, garantie d'approvisionnement en électricité pour 19 ans avec CIPREL, 24 ans pour CINERGY (AZITO). A court terme toutefois, dans le contexte du ralentissement de la demande d'énergie ivoirienne, l'activité de ces IPP n'a pas eu que des avantages, notamment pour l'Etat qui supporte les implications de la clause « Take or Pay ». Dans des pays africains où l'Etat de droit est

faiblement implanté et les sources d'instabilité potentiellement fortes, la demande de protection contractuelle des investisseurs étrangers demeure en effet significative.

Pour les Ivoiriens, la garantie d'achat sur des quantités payées à un prix prédéterminé signifie que le producteur indépendant reporte l'essentiel de ses risques sur l'Etat. Lorsque la demande est inférieure à l'offre d'achat garantie, l'écart constitue une véritable dette de l'Etat envers le IPP. Une manière de réduire ce fardeau budgétaire consiste à exporter le surplus. La faiblesse des interconnexions régionales limite toutefois les pays d'écoulement en leur conférant un pouvoir stratégique de monopsonie. Le Ghana a su tirer profit de cette situation en négociant des prix d'achat particulièrement bas avec des paiements épisodiques constitutifs d'arriérés de paiement envers l'Etat Ivoirien. En d'autres termes, le bénéfice net des producteurs indépendants ne se fera «pleinement» sentir qu'avec l'interconnexion la plus large des réseaux de manière à ce que se constitue un véritable marché régional de l'électricité. Une telle évolution devrait permettre une distribution plus équilibrée du risque entre l'Etat et les opérateurs privés. Potentiellement en effet, la probabilité de revente de l'électricité dans la sous région diminue l'obligation pour la puissance publique de contracter avec des clauses «prendre ou payer» aussi déséquilibrées que celles actuellement assumées par les dirigeants ivoiriens. Au total, l'expérience des IPP en Côte d'Ivoire est mitigée. Si elle a sécurisé l'approvisionnement, elle a coûté cher au gouvernement et contraint ultérieurement à des achats locaux alors que des approvisionnements extérieurs pourraient s'avérer moins onéreux, notamment auprès du Nigeria.

IV Conclusion

Evaluer les retombées d'une privatisation n'est pas une démarche aisée. La complication vient de ce qu'il existe non pas une, mais une diversité d'approches méthodologiques, et au bout du compte, une part de subjectivité inévitable. La comparaison entre les situations *avant* et *après* est une manière de faire. L'examen comparé de ce qu'est la situation présente avec la privatisation et ce qu'aurait été la situation en l'absence de ce changement institutionnel en est une autre, plus difficile à mettre en œuvre dans la mesure où elle oblige à s'interroger sur les «counterfactuals». Sauf peut-être en Côte d'Ivoire où l'on dispose d'un recul suffisant pour entreprendre des études d'évaluation approfondies, les privatisations africaines sont ailleurs trop récentes pour se prêter à cet exercice. Celui-ci sera pourtant indispensable pour jeter un éclairage sur des réseaux africains qui sont à l'aube d'évolutions institutionnelles plus complexes. La concurrence n'existe pas encore, mais elle se profile avec l'arrivée des producteurs indépendants et les possibilités d'interconnexions régionales.

L'importance qu'il convient d'apporter à l'électricité n'échappe pas aux grandes institutions africaines, et notamment à l'Union Economique et Monétaire de l'Afrique de l'Ouest (UEMOA) qui s'est saisie du dossier des infrastructures pour faire avancer l'intégration régionale. Un des trois Actes additionnels de la Conférence des chefs d'Etat et de Gouvernement de l'UEMOA, réunie à Dakar le 19 décembre 2001, a permis de définir les grands axes d'une politique énergétique commune. Les objectifs de cette politique sont au niveau d'une garantie d'approvisionnement, d'une promotion de l'efficacité régionale du secteur, d'une préservation de l'environnement. L'Acte Additionnel précise que «la coopération et la solidarité, par la mise en commun des consommations et des moyens de production d'énergie de l'Union, permettront des gains sensibles sur les investissements de production et les coûts d'exploitation tout en favorisant les secours mutuels, les échanges d'informations et les transferts de technologies et de savoir-faire...».

Fusion du *Millenium African Plan* et du plan *Oméga*, le NEPAD (*New Partnership for African Development*) est également une initiative continentale offrant une véritable vision collective de l'avenir reposant sur la dynamisation des forces locales et internationales du secteur privé. Ce nouveau partenariat a pour objectif de combler le retard qui sépare l'Afrique des pays développés, en augmentant significativement la part de ce continent dans le commerce mondial dont elle représente moins de 2%. Le NEPAD a choisi la région comme espace primaire opératoire plutôt que l'Etat africain dans ses limites actuelles étroites. Il se manifeste au niveau de cinq grandes régions, dont l'Afrique de l'Ouest, et sur une dizaine de grands projets de caractère prioritaire, dont l'électricité. Les forces sont donc à l'œuvre pour que l'Afrique sorte de son isolement de sous développement en retrouvant le chemin d'une croissance qui passe par la consolidation de ses réformes sectorielles dans les secteurs électriques.

BIBLIOGRAPHIE

- ANAS A., LEE K.L., "Manufacturer's Response to Infrastructure Deficiencies in Nigeria, Private Alternatives and Policy Options, *Working Paper* (WPS 325), World Bank, 1989.
- AXELROD R., "Donnant, donnant. Théorie du comportement coopératif", Paris, Odile Jacob, 1992, 235 p.
- BANQUE MONDIALE, "L'ajustement en Afrique, réformes, résultats et chemin à parcourir", *Banque Mondiale*, Washington, 1993, 327 p.
- BOAD, " Etude sur le bilan des privatisations dans les services publics collectifs des pays de l'UEMOA", Deloitte Touche et Tohmatsu, octobre 2002.
- DEMSETZ H., "Why regulate utilities ?", *Journal of Law and Economics*, 11, avril, 1968, p. 55-66.
- GUISLAIN P., "Les privatisations, un défi stratégique, juridique et institutionnel", Coll. "Droit /Economie", De Boeck, 1995.
- HIRSCHMAN A.O., "The Strategy of Economic Development", New Haven (Conn.), Yale University Press, 1958.
- LAFFONT J.J., "Privatisation et incitations", *Revue économique*, 47(6), 1996, p. 1239-1251.
- LAFFONT J.J. et J. TIROLE, "Privatization and Incentives", *Journal of Law, Economics, and Organization*, 7, 1991, p. 84-104.
- LAFFONT J.J. et J. TIROLE, "A theory of Incentives in Procurement and Regulation", The Mit Press, Cambridge, Massachusetts, London, 1993, 705 p.
- LEIBENSTEIN H., "Allocative Efficiency Versus X-Efficiency", *American Economic Review*, 56, 1966, p. 392-415.
- LEIBENSTEIN H., "Organizational Economics and Institutions as Missing Elements in Economic Development Analysis", *World Development*, 17(9), 1989, p. 1361-1374.

LESIEUR J-Y. et P. PLANE, "Les services publics africains à l'épreuve de l'assainissement, une évaluation économique et sociale, Paris, L'Harmattan, 1994, 418 p.

PLANE P., "La privatisation des services publics en Afrique subsaharienne. Enjeux et incertitudes, *Revue économique*, n° 6, novembre, 1996.

PLANE P., "Privitization, Technical Efficiency and Welfare Consequences : The Case of the Côte d'Ivoire Electricity Company (CIE)", *World Development*, 27(2), 1999, p. 343-360.

ROTH G., "The Private Provision of Public Services in Developing Countries", Oxford, Oxford University Press, 1987, 278 p.

SCHMIDT K., "The Cost and Benefits of Privatization : An Incomplete Contracts Approach", *The Journal of Law, Economics and Organization*, 12, 1996, p. 1-24.

ANNEXE

Caractéristiques des réseaux de l'UEMOA

Entreprise	Production gwh	Emploi	Abonnés	Abonnés/agent	Prix moyen du kwh (FCFA)
SBEE (1998)	(CEB)	401	148 000	371	92
SONABEL (2001)	365	1514	202 796	134	110
CIE (2000)	4260	3480	800 000	230	66
EDM (2001)	521	522	90 900	174	103
NIGELEC (2000)	62,4	1104	101 169	91,7	80
SENELEC (2000)	1476	1706	397 536	233	80,3
Togo Electricité (2000)	32	776	95 000	122	89

Source : A partir des informations BOAD. Etude sur le bilan des privatisations dans les services publics collectifs des pays de l'UEMOA, octobre 2002.