

Opening To Competition and Electricity Offer in Cote D'ivoire: Opportunities And Issues

Roger CAPRI

Enseignant-Chercheur à l'UFR de Sciences Economiques et de Gestion de l'Université Félix Houphouët-Boigny
Abidjan-Cocody en Côte d'Ivoire

SUMMARY : *The objective of this study is to make an analysis of the opportunities and the stake for the offer in the electricity market which is gradually opening to competition. Particularly, in the case of Côte d'Ivoire, the study attempts to assess, on the one hand, the "benefits" of this change, and on the other hand, in this new context, the capacity of the supply electricity supply to guarantee the security of energy supply. Consequently, the study identifies the determinants of supply (mainly the installed capacity and the quality of service captured by the average cut-off time) which would enable it to respond to the energy supply issue and, above all, show their impact on energy supply. electricity supply in the Ivory Coast between 1960 and 2017. After presenting a descriptive analysis, the study focuses on an econometric analysis which confirms that the installed capacity and the average cut-off time are determinants of energy consumption. long-term electricity supply.*

Key words - *Competition, Electricity, Ivory Coast, Offer*

Date of Submission:07-05-2019

Date of acceptance: 24-05-2019

I. INTRODUCTION

La satisfaction de nos besoins de base, notre activité professionnelle et jusqu'à notre vie dépendent de l'électricité. Toute la croissance économique et le niveau de vie dont nous profitons actuellement, ne sont possibles que grâce au courant électrique. On peut aller jusqu'à dire que l'homme contemporain sans électricité est comme un enfant, faible et perplexe. C'est justement le caractère indispensable de l'électricité et ses contraintes de gestion qui ont incité les Etats à prendre en charge la responsabilité de son approvisionnement. Après la deuxième Guerre mondiale et partout en Europe, les entreprises étatiques ont monopolisé l'approvisionnement en électricité. Elles se sont chargées de la générer et de la transmettre, pour garantir le même niveau de sécurité d'approvisionnement pour tout le monde. Mais la monopolisation a engendré une inefficacité présente à tous les niveaux de gestion, des ressources humaines jusqu'aux réserves de capacités de production, rarement utilisées. Toute une « philosophie technologique » a été créée pour justifier cette prise de contrôle étatique.

Les investissements jouent un rôle capital dans les performances économiques et environnementales du secteur électrique, dans la production comme dans les réseaux. Les débats américains des années 1970 à l'origine de l'ouverture du secteur à la concurrence sont révélateurs à cet égard : la critique à l'égard de la réglementation des monopoles ne concernait pas la gestion journalière des équipements existants (qui ne devient un objet d'attention des pouvoirs publics que dans les situations exceptionnelles de délestages ou de black-outs), mais bien plutôt l'échec des pouvoirs publics de certains Etats à contrôler les coûts d'investissement des électriciens. L'introduction de la discipline de la concurrence avait donc pour objectif de favoriser des investissements de production plus efficaces. L'expérience de la production indépendante des années 1980 et 1990 montrait d'ailleurs qu'il était facile d'entrer dans cette activité : conditionnellement à l'existence d'un réseau bien développé, un marché régionalisé de la production pourrait donc avoir les qualités requises du marché « contestable » idéal, permettant aux prix de refléter les coûts complets des producteurs les plus efficaces dans la maîtrise des meilleures technologies disponibles.

Dans cette perspective, le secteur de l'électricité constitue un cas d'étude intéressant. C'est l'un des secteurs dans lequel l'ouverture à la concurrence a été la plus contestée. En général, le travail d'analyse des processus d'ouverture à la concurrence des industries de réseaux en est aujourd'hui à l'heure des premiers bilans. Le débat théorique sur la pertinence d'ouvrir ou non les industries de réseaux à la concurrence a

relativement tourné à l'avantage des défenseurs d'une libéralisation des industries de réseaux, dans la plupart des secteurs concernés (télécoms, transport, énergie) et dans la plupart des pays. La phase de mise en œuvre de ces réformes et les débats associés, qui concernent les architectures de marché optimales et les modalités pertinentes de réglementation, ont débouché sur un relatif consensus parmi les autorités de régulation des différents pays. Mais, selon les secteurs et les pays concernés, la question du bilan empirique des réformes est ouverte, et les bénéfices annoncés sont contestés.

Dans l'industrie de l'électricité, la qualité de l'offre est particulièrement importante : les clients ne payent pas seulement le produit physique qu'ils consomment, mais également pour l'assurance d'avoir une alimentation de puissance continue. La qualité fait référence, dans ce contexte, à la fréquence, à la tension, à la continuité et à la fiabilité. Compte tenu de l'importance de l'enjeu, l'approvisionnement en énergie électrique ne peut-il être assuré que sous un régime de monopole? Selon les opposants de la libéralisation, elle n'est pas capable de garantir la fourniture stable de l'électricité. Néanmoins, la libéralisation du marché électrique dispose de forts arguments pour contester cette théorie. Le débat à ce sujet met évidemment en avant la question de la sécurité d'approvisionnement.

En Côte d'Ivoire, la dégradation de la sécurité d'approvisionnement en énergie électrique a pu être mesurée pendant la période de monopole public comme, récemment, durant celle de l'exploitation privée du secteur. Il a fallu cependant mobiliser la totalité du parc de production national et faire appel aux pays frontaliers pour importer de l'énergie à hauteur de la capacité d'interconnexion ; ce qui n'a pas empêché de mettre en place les « traumatisantes » mesures de délestage. Une telle situation est totalement anormale, au regard des exigences élémentaires de service public.

Par conséquent, il est « légitime » d'analyser les opportunités et l'enjeu principal pour l'offre d'électricité dans le cadre de l'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité en Côte d'Ivoire. Quels sont les bénéfices de cette mutation organisationnelle ? Quels sont les déterminants de l'offre qui lui permettraient de répondre de manière efficiente à l'enjeu d'approvisionnement énergétique ? Quel est l'impact de ces déterminants sur l'évolution de l'offre ?

Pour répondre à cette problématique, nous utilisons des données issues d'entreprises d'électricité et de bases de données d'organismes internationaux. Après la section introductive, la seconde section de nos travaux présente une revue de la littérature concernant le champ de l'étude. La section trois présente une analyse descriptive des données en mettant l'accent sur leur évolution relativement à la période de l'étude. La section quatre propose une formalisation économétrique du lien existant entre les variables et présente les résultats des estimations économétriques et leurs interprétations. La dernière section est consacrée à la conclusion et aux recommandations.

II. REVUE DE LITTÉRATURE

2-1 Les atouts d'une offre d'électricité en voie de libéralisation

Cette revue de littérature montre comment, selon la théorie, la libéralisation peut jouer pour le bien-être social.

A la fin des années 80, la tendance à libéraliser les activités traditionnellement régulées par l'Etat a atteint le secteur électrique (Stasiakowska, 2008)¹ [1]. Ce changement était motivé par l'inefficacité de la structure monopolistique et dans une certaine mesure par la perception changeant le rôle de la propriété publique, de la concurrence et du marché. Le progrès technologique de son côté a rendu possible la gestion des systèmes énergétiques de plus en plus complexes et ipso facto la mise en place des mécanismes nécessaires pour supporter la libéralisation effective du marché électrique.

En Europe, une raison principale pour promouvoir la libéralisation du marché électrique et plus largement, pour la création d'un marché intérieur de l'énergie est le renforcement de la compétitivité de l'économie. Au début des années 90, l'industrie européenne payait son électricité en moyenne 40% plus cher que ses concurrents américains (Commission Européenne, 2000) [2]. La Commission argumente en faveur d'une baisse du prix de l'électricité grâce à un double effet : l'ouverture des marchés à la concurrence et leur intégration, pour apporter la compétitivité perdue aux entreprises européennes de tous les secteurs (Commission Européenne, 2000) [2].

Le premier pas était de briser une position dominante des entreprises publiques verticalement intégrées. Les géants énergétiques, comme d'autres organisations non exposées à la concurrence et protégées par l'Etat, sont dotées de facteur X-inefficiency (Leibenstein, 2001-2002) [3]. Il s'agit de toutes les caractéristiques du monopole qui génère les inerties venant à l'encontre de l'intérêt des

¹ L'auteur a fait des travaux de recherche sur la problématique de la sécurité d'approvisionnement en électricité dans l'Union Européenne.

consommateurs. Ils captent des rentes qui amputent le surplus collectif et qui disparaissent ensuite sous forme de structures bureaucratiques hypertrophiées, de surinvestissements et d'avantages excessifs pour les employés.

Une position incontestable sur le marché permet de transférer tous les coûts et tous les risques sur les consommateurs qui ne peuvent pas exprimer leur avis sur le produit disponible en changeant de fournisseur. En même temps, les monopoleurs continuent à prendre les décisions concernant les investissements, même s'ils sont séparés des incitations à balancer les risques, les coûts et les bénéfices. L'émergence des prix réels est elle aussi bloquée par les subsides, le manque de concurrence et la répartition arbitraire des coûts fixes des investissements sur les quantités produites.

2-1-1 La production plus efficace d'électricité

Sous un régime de monopole, pour répondre à une demande parfaitement inélastique, le marché s'équipe de capacités suffisantes pour satisfaire la demande à tout temps. Finalement, tout système était obligé de garder une marge de manœuvre entre 15-25% de la puissance disponible (Romerio et Zarin-Nejadan, 2001) [4]. Cependant, les entreprises énergétiques verticalement intégrées avaient une tendance à maintenir des capacités de réserves encore plus importantes (IEA, 2005) [5]. Lesquelles, pendant la plupart de temps, restaient inutilisées.

En effet, pour une « offre compétitive », il est envisagé de mettre en place un marché à l'intérieur duquel les firmes rivalisent sur la base de prix pour vendre l'électricité directement aux grands clients industriels, aux courtiers ou aux distributeurs qui approvisionnent les clients particuliers. Les producteurs d'énergie peuvent se spécialiser dans les différents « types » d'électricité comme celle « de base », « de pointe », « cyclique », etc. De ce fait, les capacités de production peuvent être mieux utilisées. Les producteurs ne sont plus obligés de maintenir les coûteux spinning reserves et les capacités de réserve rarement utilisées.

Ensuite, les mécanismes financiers qui facilitent le commerce de l'électricité, marchés de gré à gré, spot et d'ajustement, introduisent la flexibilité dans la programmation de la production. Le monopoleur doit attendre que le client « allume le contact » et demande l'électricité pour pouvoir vendre, tandis qu'un producteur compétitif n'est pas obligé d'attendre le client – il peut vendre l'énergie sur le marché spot à tout temps. Ce « planning efficient », lui aussi, justifie la réduction de réserves de capacités rarement utilisées pour affronter les pics de la demande, qui peuvent être très bien approvisionnés par l'énergie achetée sur le marché spot à un prix élevé (Moorhouse, 1995) [6]. Les variations de prix prennent la place des capacités de réserve rarement utilisées. Le dynamisme du marché concurrentiel est opposé à l'attente passive du monopoleur.

Or, tout ce qui diminue les capacités de réserves nécessaires pour garder le niveau de fiabilité donnée du système électrique, et, finalement, une meilleure application de l'ordre du mérite selon le prix établi par la concurrence elle-même, aboutit à la réduction des coûts et, en conséquence, à la baisse des prix en général.

2-1-2 L'établissement des coûts réels et la gestion des risques

La déconstruction des monopoles, l'effacement de tous les subsides et le jeu libre entre l'offre et la demande aboutissent à l'émergence de prix qui reflètent les coûts et la valeur réelle de la production, du transport et de la consommation de l'électricité. Les signaux corrects de prix sont essentiels pour inciter les nouvelles entrées sur le marché et pour permettre les investissements les plus appropriés.

L'offre et la demande de l'électricité sont très volatiles. C'est une caractéristique inhérente du marché qui n'est pas lié à l'organisation du secteur. Le marché libéralisé crée un cadre plus transparent et permet que les prix reflètent cette volatilité. Toutes les interventions de l'Etat qui essaient de supprimer l'instabilité de prix et d'établir un prix maximal, brisent les signaux envoyés par ces variations de prix et ralentissent la réponse du marché.

La volatilité des prix crée un risque pour les joueurs sur le marché et c'est leur rôle de l'assurer. Dans le modèle verticalement intégré du secteur électrique, tous les coûts, et de ce fait, tous les risques étaient transposés sur les consommateurs. L'ouverture des marchés rend les risques plus transparents et les réalloue sur tous les acteurs qui prennent les décisions : les consommateurs et les producteurs.

2-1-3 L'amélioration de la qualité de service

Les entreprises intégrées verticalement se fixent naturellement sur la partie de l'offre de l'électricité, en se concentrant sur ses deux piliers : la génération et le transport. Sous ce système, le consommateur paie la facture et n'a aucune possibilité de prendre une décision lui-même, sauf de varier sa consommation en fonction du prix des alternatives. Le marché libéralisé permet aux usagers de

l'électricité de choisir leur fournisseur, ce qui force ce dernier à améliorer la qualité de ses services. Les producteurs et les entreprises de vente d'électricité rivalisent en proposant un éventail de services différenciés qui reflètent mieux la mosaïque des préférences des consommateurs (Woo, 1990) [7].

Sous le système monopolistique, toutes les pannes inattendues ou les pics temporairement plus élevés que les marges de sécurité, provoquent la nécessité du rationnement d'électricité, donc de black-out indifférencié. Cette méthode est très inefficace, car elle représente une coupure arbitraire d'une ressource inestimable. Au contraire, si les priorités des consommateurs par rapport à la fiabilité désirée sont bien définies, le service d'approvisionnement en électricité est interrompu selon le degré de sécurité choisi : du plus bas vers le plus haut. En plus, cela permet de réduire les coûts totaux d'interruption subis par les consommateurs. Il faut souligner que le progrès dans les technologies microélectroniques de compteurs d'électricité autorise le rationnement de l'énergie selon les préférences du client (Chao, 1987) [8].

2-1-4 L'encouragement de l'innovation

Un des avantages qui dérivent de la libéralisation est l'innovation. La pression de la concurrence tend vers l'amélioration de l'efficacité de l'industrie. Elle encourage les entreprises à devenir plus sensibles aux besoins de leurs clients et à mieux surveiller les coûts, car cela peut être le seul moyen de gagner temporairement sur les rivaux. Le développement de nouvelles offres pour les clients, les meilleures méthodes de diminuer les coûts, l'application de technologies plus efficaces promettent aux innovateurs un avantage compétitif. De l'autre côté, le monopoleur, dont la position n'est pas menacée, est peu incité à investir dans les innovations, car les investissements dans les recherches et le développement sont risqués et lui apportent peu de profits.

2-1-5 Les gains de l'intégration des marchés

La théorie de l'intégration économique nous dit que les économies d'échelle, étant liées à la taille du marché, sont par définition favorisées par ce processus qui augmente l'atteinte du marché concerné. Selon un modèle élaboré par Paul Krugman (1992) [9], dans le cas d'une industrie intensive en capital, dotée d'économies d'échelle et composée en conséquence de plusieurs entreprises oligopolistiques, l'accroissement du marché va engendrer une baisse des prix. Tout d'abord, parce que le plus grand nombre d'entreprises cause des difficultés pour maintenir un cartel² et des prix élevés pratiqués par l'oligopole. Deuxièmement, ayant à disposition un marché plus important, ces firmes peuvent encore augmenter leur taille et diminuer leurs coûts moyens.

On peut imaginer qu'avec la concurrence accrue, les entreprises seront encouragées ou forcées à fusionner avec d'autres, ou vont faire faillite. Les plus performantes partageront entre elles les parts gagnées du marché et deviendront ensuite encore plus importantes et capables d'offrir du prix encore plus bas.

Il est aussi possible que les bénéfices des économies d'échelle puissent être appropriés par les entreprises grâce à un cartel, au lieu d'être transférés aux consommateurs à travers la baisse des prix. C'est pourquoi un dispositif contre la mise en place de cartel accompagne « légitimement » tout effort d'intégration régionale. Le modèle de Krugman peut être très bien appliqué à l'industrie électrique. De plus la situation actuelle sur le marché européen se rapproche de celle de l'oligopole. Les géants énergétiques comme Electricité de France (EDF) dominent leurs marchés nationaux. L'intégration réelle du marché européen pourrait donc aboutir à une situation similaire à celle présentée par Krugman, où les entreprises spécialisées dans la production de l'électricité de base, exposées à la concurrence venant des autres Etats Membres vont baisser leur prix jusqu'au moment où juste les plus performantes resteront sur le marché.

La libéralisation a pour but d'introduire la concurrence pour augmenter l'efficacité et elle a pour effet la baisse des prix, le progrès technique et la sécurité d'approvisionnement. La nouvelle organisation de l'industrie repose sur la séparation des fonctions du secteur (la génération, le transport et la commercialisation) et la mise en place de marchés qui permettent des échanges de services et de courant électrique. Le réseau, encore considéré aujourd'hui comme un monopole naturel, doit être géré par un gestionnaire indépendant qui assure, sous le contrôle du régulateur, l'accès non discriminatoire des acteurs et l'équilibre du système. L'existence d'un régulateur indépendant du pouvoir politique est indispensable pour veiller un bon fonctionnement de la concurrence et surveiller le comportement du monopole naturel. Cependant, la libéralisation, étant en phase d'expérimentation empirique sur le marché électrique, entraîne en même temps des contraintes. Est-ce que les règles du marché peuvent garantir la sécurité d'approvisionnement en électricité ?

² Les coûts de coordination augmentent le problème de resquilleurs.

2-2 La sécurité d'approvisionnement en électricité dans le contexte du marché libéralisé : une contrainte « vitale » pour l'offre

2-2-1 Le concept de la sécurité de l'approvisionnement

Le concept de la sécurité de l'approvisionnement en électricité (Stasiakowska, 2008) [1] s'inscrit dans le cadre plus large de la sécurité énergétique, qui essaie de répondre aux défis et menaces d'aujourd'hui. La définition de la sécurité énergétique varie d'une région à l'autre, étant une conséquence directe du bilan énergétique de chaque acteur et de sa position dans le système énergétique international (Yergin, 2006) [10]. En admettant que la perspective de chaque Etat, ou groupe d'Etats, est différente, il existe toutefois des définitions plus consensuelles de sécurité énergétique. Une d'entre elles, proposée par le Programme des Nations Unies pour le Développement, considère les différents éléments qu'on va ensuite retrouver dans la définition de la sécurité d'approvisionnement en électricité.

Notons tout d'abord, la disponibilité de l'énergie continue et en quantité suffisante dans des circonstances changeantes; deuxièmement, la variété de formes d'énergie qui comprend la diversification des sources d'approvisionnement et de leur provenance. « Le bouquet énergétique » bien équilibré permet de réduire les risques de nature économique, géopolitique, sociale et environnementale.

Le troisième élément est le prix raisonnable. Cette question est assez complexe. La variation du prix du pétrole influence les décisions sur les investissements dans d'autres sortes d'énergie. C'est l'énergie la plus utilisée (Romério, 2001) [4] et son prix sert de référence pour celui des autres énergies. La hausse du prix du baril ouvre aux capitaux la voie à l'exploitation d'autres formes d'énergie, surtout le gaz et les énergies renouvelables, qui à un prix bas du pétrole ne seraient jamais rentables. Suite à cette demande accrue, les prix de ces types d'énergie augmentent également.

Finalement, on peut constater que la définition de la sécurité énergétique est une chaîne d'autres concepts. La même chose s'applique dans le cas de l'électricité. Il est important de savoir que le risque d'approvisionnement peut être causé autant par des facteurs liés à l'électricité, donc à sa transformation, que par des facteurs extérieurs, concernant essentiellement les matières premières pour sa production. De cette façon, on distingue trois aspects de la sécurité d'approvisionnement en électricité :

- sécurité à court terme, autrement dit la fiabilité ou la sûreté du système électrique ;
- sécurité à moyen et long terme, autrement dit la sécurité économique ou l'adéquation des investissements dans les capacités de génération et du transport ;
- sécurité d'approvisionnement en matières premières.

Le premier type fait référence à la capacité du système de supporter des perturbations imprévues lors de l'opération à court terme (Salies et al., 2007) [11]. Il s'agit d'éviter les interruptions de fourniture pour les usagers lors d'un événement exceptionnel (le temps extrême, une catastrophe naturelle, une panne de la centrale ou des lignes de transport, en gros toutes les éventualités qui peuvent provoquer une coupure du courant). Cet aspect concerne davantage la question des capacités de réserves et la gestion de réseau : la surveillance de l'offre et de la demande pour pouvoir bien ajuster leurs différences, et le maintien des capacités d'interconnexion et de réserve pour pouvoir allouer correctement le droit de leur utilisation et éviter les goulets d'étranglement. Les acteurs impliqués sont les gestionnaires du réseau agissant sur les marchés de réserve et des capacités d'interconnexion, mais aussi les entreprises qui doivent fournir les informations nécessaires concernant leurs capacités de production, etc.

Le second, lié à la sécurité économique à moyen et à long terme, est défini comme la capacité du secteur d'assurer, économiquement parlant, une fourniture d'électricité suffisante, fiable et sûre. On ne parle plus d'aptitude à contourner les distorsions soudaines ou de balancer continuellement l'offre et la demande, mais de l'adéquation des investissements dans les installations de génération et du transport nécessaires pour faire face aux besoins croissants des consommateurs.

Le troisième aspect de la sécurité touche la continuité des fournitures de matières premières pour la génération de l'électricité. Suivant la règle de Churchill, la meilleure façon de les assurer est la diversification des sources d'énergie et de leur provenance. Dans un cadre libéralisé, la discussion est centrée aussi bien sur la diversification des sources d'approvisionnements pour une entreprise énergétique que sur la souplesse des contrats et sur la diversité des formes d'énergie utilisées (Gnansounou, 2000) [12]. Dernièrement, la question d'un prix raisonnable est mentionnée comme un élément important de la sécurité d'approvisionnement électrique. Cet aspect n'affecte pas, en soi, l'énergie disponible pour vendre mais peut priver certains groupes de son approvisionnement. Le prix de l'électricité et de l'énergie en général est une question névralgique. La demande inélastique rend les consommateurs vulnérables aux changements soudains des prix. Dans ce cas, la problématique touche la question de savoir si l'approvisionnement en électricité est ou n'est pas un service public.

Les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement en électricité rentrent parfaitement dans la définition générale de la sécurité énergétique. Il est important de savoir que sa compréhension change

selon le régime organisationnel du secteur. La sécurité d'approvisionnement signifie autre chose pour un monopoleur que pour une entreprise privée.

2-2-2 La controverse « californienne »

L'effondrement de tout le système électrique en Californie en 2000-2001 a remis en question la philosophie de l'ouverture des marchés qui avait marqué le secteur électrique pendant deux décennies. Ce dysfonctionnement a mis en évidence les enjeux de sécurité d'approvisionnement et de sûreté des systèmes électriques. Même si les accidents majeurs ne sont pas des phénomènes nouveaux dans l'histoire de l'électricité et se sont produits bien avant la libéralisation des marchés, les forces du marché concurrentiel ont été jugées responsables de la crise californienne. Les opposants à la dérégulation ont largement exploité cet échec pour souligner les enjeux de la libéralisation.

Pour éviter les préjugés sur la question, il est primordial d'analyser les circonstances à l'origine de la crise californienne. L'Etat californien a introduit un système électrique libéralisé en 1996 (Woo et al., 2003) [13]. Ses instruments principaux étaient la dissociation de la génération et du transport (transmission et distribution) de l'électricité, des gestionnaires de réseaux de distribution indépendants de la production, et enfin un accès commun à tous les acteurs au réseau. Un marché de gros obligatoire (modèle Poolco) a été institué sur lequel les générateurs devaient vendre la totalité de leur production à un prix s'établissant en fonction du jeu de l'offre et de la demande. Dans cet Etat, depuis plusieurs années, les capacités de production augmentent lentement en raison de mesures de protection de l'environnement plus strictes que dans le reste des Etats-Unis et d'une importation importante de l'hydro-électricité. De même, cette énergie, relativement bon marché, cachait en fait l'insuffisance de la puissance nécessaire (Newberry, 2002) [14]. A ces facteurs s'ajoute la croissance sous-estimée de la demande électrique. En janvier 2001, la situation s'est aggravée en raison d'un temps exceptionnellement froid et sec. Ainsi, la demande s'est accrue et le potentiel de production hydro-électrique fut d'autant plus limité. Le gestionnaire du réseau a annoncé une situation de crise grave accompagnée d'une hausse vertigineuse des prix de l'électricité.

D'après l'analyse faite par Woo et al. (2003) [13], il existe quatre causes principales de l'effondrement du système californien : le marché de génération de l'électricité n'était pas compétitif ; la restructuration du marché durant la période d'insuffisance des capacités a entraîné une élévation des prix ; le plafonnement des prix empêchait une autorégulation par le marché. Il a masqué les signaux des prix et rendu impossible la réponse des consommateurs et des producteurs ; enfin, l'architecture du marché libéralisé a empêché son fonctionnement correct (Chevalier, 2002) [15].

Finalement, l'incertitude liée à la régulation, avant et pendant la phase de restructuration du secteur, a découragé la construction de nouvelles centrales et accentué la probabilité de pénuries et de montée des prix. Pour conclure, cette analyse tend à montrer que ce n'est pas le concept de concurrence mais un certain nombre d'imperfections des marchés qui sont à l'origine des black-outs. La crise californienne illustre ainsi la faillite d'un modèle organisationnel mal conçu, mais ne condamne en rien la libéralisation des marchés. C'est avant tout une mauvaise architecture du marché ou l'action des régulateurs qui a permis aux producteurs importants d'exercer leur pouvoir de marché et de diminuer l'offre dans le but d'engendrer des profits au niveau des pics de la demande. L'autorité de régulation du marché énergétique et de la concurrence se doit d'identifier les défauts qui font apparaître des rentes potentielles. En Californie, les trois aspects de la sécurité énergétique ont ainsi été remis en question. Le cas de la Californie servira de contre-exemple d'architecture du marché, lequel sera utile pour identifier les éléments nécessaires au fonctionnement efficace d'un système électrique libéralisé, à travers les trois aspects de la sécurité d'approvisionnement.

2-2-3 L'adéquation des investissements dans les installations électriques

L'argument principal des opposants de la libéralisation du secteur électrique est que celle-ci ne garantit pas le niveau des investissements suffisants pour satisfaire la demande croissante.

En régime de monopole, les nouveaux projets sont fondés sur les prévisions de la consommation de l'énergie à long terme. Pour garantir la continuité de l'approvisionnement, des capacités excédentaires de production et de génération sont nécessaires. Au niveau politique, le risque de sur ou sous-investissement est jugé de façon asymétrique. Les ruptures sont des conséquences malencontreuses qui attirent plus l'attention du grand public que les coûts d'inefficacité d'une surcapacité payés par les consommateurs, qui peuvent passer inaperçus. Il faut noter que l'ancien régime public n'était pas libre de danger de sous-investissement. Toutes les centrales construites dans les années 70 et 80 sont arrivées à la fin de leur vie vers la fin des années 2000. Selon l'IEA, le financement nécessaire pour

remplacer ces capacités et pour affronter la montée de la demande pouvaient s'élever même à 11 276 mld \$ (IEA, 2006) [5].

Avec la dérégulation, souvent accompagnée de privatisation ou d'ouverture du capital, les risques des investissements sont transférés à l'entreprise (transporteur ou producteur) qui doit faire une analyse précise des risques pour apprécier son espérance de rentabilité. Il existe une relation complexe de correspondance entre les investissements de production et les investissements de transport. Toutefois, les deux catégories obéissent à des logiques économiques et réglementaires différentes. La génération pose des problèmes de disponibilité pour répondre aux pics de la demande, alors que la transmission soulève la question des externalités et des goulets d'étranglement.

Concernant la génération, la question se pose si le mécanisme d'incitation de prix est en mesure de garantir le taux d'investissement nécessaire à long terme ou si l'Etat, à travers l'autorité de régulation, doit fixer des standards en matière de sécurité. Si le marché fonctionne correctement, on aura des cycles de surinvestissement qui provoqueront la baisse de prix et l'arrêt de construction de nouvelles installations. Si la consommation continue à augmenter, le sous-investissement provoquera la remontée du prix du courant et incitera les investissements nécessaires. C'est exactement le sous-investissement qui inquiète les opposants de la libéralisation, d'autant plus qu'une marge de sécurité élevée n'est plus recherchée. La libre-concurrence fait naître les risques qui pèsent sur le choix d'investissement. Le premier risque est la volatilité des prix. L'incertitude sur le prix de vente rend plus difficile la construction de scénarios et l'évaluation des projets d'investissement. Seuls les contrats de long terme permettent de préserver une certaine stabilité.

Le deuxième risque est l'incertitude réglementaire. La libéralisation est un processus adaptatif, une décision du régulateur, par exemple le plafonnement des prix, peut changer complètement la perspective de l'acteur privé. En dépit de l'effort des organes de régulation, en réalité il y a très souvent un manque crucial de lisibilité à long terme de l'environnement juridique des entreprises. Cela pèse sur leurs stratégies d'investissement à long terme.

Le marché électrique diffère bien évidemment des autres marchés et il ne faut pas sous-estimer les difficultés qui le caractérisent comme la non-stockabilité, les difficultés de transport, etc. Cependant, la technologie des turbines à gaz à cycle combiné (TGCC) permet de contourner rapidement certaines difficultés par l'adaptation rapide de l'offre à la demande. Il s'agit d'installations de petite taille, réalisables de manière rapide, qui réduisent sensiblement le laps de temps entre l'anticipation du déficit et sa couverture; en plus, elles peuvent être facilement arrêtées et redémarrées à nouveau. Cette flexibilité est un mécanisme parfait pour satisfaire la demande de pointe – la plus intéressante du point de vue du prix de vente. Néanmoins, l'utilisation de cette technologie pose aussi des problèmes. La privatisation et l'environnement concurrentiel exigent que les firmes fassent du profit. Cela signifie que la prise de risque est susceptible d'être sanctionnée par une chute du cours des actions. Les actionnaires souhaitent une rentabilité rapide et ont tendance à dévaloriser les projets à long terme, d'autant plus quand ils sont risqués. L'incertitude pousse les entreprises à privilégier les investissements moins intenses en capital et à court terme.

Un autre risque occasionné par la libéralisation est lié à la volatilité des prix, qui exploitée via le mécanisme des bourses d'électricité, est très rémunératrice. Cela ouvre des nouvelles possibilités de comportements spéculatifs. Les acteurs qui ont la possibilité d'agir sur le prix, peuvent exploiter les moments de pics de consommation, comme c'était le cas en Californie. Dans un contexte de croissance de la demande, les capacités de pointe deviennent plus rares et plus chères. Cela révèle un besoin de renforcement des capacités en semi-base, puis en base. Toutefois, les entreprises qui détiennent le pouvoir du marché et les différentes technologies de production, sont tentées de profiter de cette situation, sans construire des nouvelles capacités. Il suffit de provoquer une panne de centrale de base pour diminuer l'offre et créer le besoin de capacités de pointe, même pendant les périodes de moindre consommation. Cette situation ne peut pas durer longtemps. Si seulement les concurrents peuvent entrer facilement sur le marché, les prix élevés attireront sans doute les nouveaux investisseurs. D'autre part, si les prix sont trop bas, les entrepreneurs ne seront pas incités à construire les nouvelles unités de pointe, dont la rentabilité est obérée par leur durée de fonctionnement qui peut être très courte. L'existence d'une capacité disponible de pointe conditionne la fiabilité globale du système.

En résumé, les préférences données aux projets à court terme dissuadent effectivement la construction des centrales de base comme par exemple nucléaires. Les délais de construction sont ici de dix ans, et les signaux de prix de court terme envoyés par le marché ne sont pas assez forts. Il est impossible de prévoir avec fiabilité quel sera leur niveau au moment de la mise en marche des réacteurs. Un autre obstacle dressé à la liberté d'investir est le « not in my backyard » syndrome qui se réfère à l'acceptation sociale de la localisation des grands projets infrastructurels ou industriels. Comme le souligne Esnault, ce phénomène s'amplifie avec la libéralisation. Les voisins et riverains acceptent beaucoup moins

facilement de nouvelles centrales, convaincus qu'elles ne seront pas configurées en fonction de leurs besoins (Esnault, 2002) [16]. Pour conclure, il est nécessaire de créer un environnement réglementaire et politique favorable aux investissements à long terme, qui ne va pas perturber les signaux de prix mais plutôt diminuer les risques de choc sur les marchés. Une autre solution traditionnelle est de conclure les contrats à long terme car ils stabilisent les rendements lors de la mise en place d'un projet d'investissement. Ils sont essentiels pour conserver un parc de centrales équilibré. De plus, tous les marchés essaient de gérer les incertitudes. Les entreprises électriques aussi cherchent à anticiper l'évolution du marché, en particulier celle du prix de l'énergie qui devient très volatile. Elles ont aussi la facilité de s'organiser et influencer les décisions des pouvoirs publics et étatiques.

Le second aspect de la sécurité à long terme est l'investissement dans le réseau de transmission. Or, la transmission est devenue un goulet d'étranglement pour le développement du marché d'électricité. Le réseau existant n'est pas adapté aux formules émergentes du marché libéralisé. La compétition change graduellement les marchés locaux en marchés régionaux, ce qui alimente l'accroissement de la demande pour les capacités d'interconnexion. Les liaisons existantes conçues afin d'obtenir un niveau plus élevé de sécurité d'approvisionnement en capacités génératrices, ne sont désormais pas capables de servir ce nouveau flux commercial. Le résultat est la congestion qui engendre des coûts importants. Dans les zones touchées, les prix sont plus élevés et plus volatiles. La concurrence peut être sévèrement limitée sur les marchés théoriquement ouverts où la congestion a causé la fragmentation géographique. Aussi la fiabilité de l'approvisionnement est largement affectée. Par conséquent, le système ne peut pas profiter de tous les avantages donnés par le réseau interconnecté et le marché dérégulé. La volatilité des prix et les black-outs en Californie étaient, en partie, le résultat de l'insuffisance des capacités d'interconnexion. En général, un marché d'électricité bien conçu permet de résoudre ce problème ; Toutefois, il crée aussi des nouveaux défis. La libéralisation apporte de forts changements à l'organisation et à la gestion des activités de transmission : la séparation de la génération, les nouvelles méthodes de tarification, l'introduction de bourses sur l'échange des capacités d'interconnexion, l'harmonisation de la réglementation publique. Il y a, en général, deux façons d'organiser la transmission sous un régime libéral : soit l'entreprise de transmission possède et gère le réseau, soit le gestionnaire du réseau indépendant est responsable du développement et de l'équilibre du réseau, mais la propriété de l'infrastructure appartient à de multiples entreprises qui peuvent être celles qui s'occupent de la génération du courant électrique (IEA, 2001) [5]. Cette dernière option permet aux entreprises, auparavant verticalement intégrées, de garder la propriété du réseau.

Le rôle des mécanismes du marché est plutôt limité et celui de la réglementation augmente à cause de la nature monopolistique du réseau électrique et des externalités inhérentes à la transmission. La raison principale pour les changements dans la réglementation du réseau est de rendre possible la libre-concurrence, le maintien du niveau de l'investissement et la fiabilité adéquate. Le système de transmission, comme d'ailleurs celui de génération, a été développé originellement par les entreprises verticalement intégrées qui ont fait ces projets d'investissement sur la base d'un calcul de rentabilité interne. Pour atteindre ces standards de fiabilité, l'organisation avait le choix entre construire une nouvelle ligne ou une nouvelle centrale. A l'intérieur de ce système verticalement intégré, le concept de base qui a influencé toutes les décisions des investissements était que le transport des matières premières pour la génération électrique était moins cher que le transport d'électricité même (Moorhouse, 1995) [6]. En conséquence, l'architecture du système doit être correctement conçue. Lorsque la gestion de la transmission est un monopole, il faut qu'elle soit soumise à l'autorité d'un régulateur, qui veille à ce que les tarifs pratiqués et les modes de gestion soient justes et non discriminatoires et à ce que les investissements nécessaires soient effectués au bon moment.

2-2-4 La sécurité à court terme : la gestion du flux d'électricité et le développement du réseau

Selon l'explication la plus simple, la sécurité à court terme se réfère à la gestion de l'offre et de la demande d'électricité pour garder la fréquence et la tension dans les limites prévues et éviter le black-out. Cette problématique touche à la fois à la génération et à la transmission de l'électricité. Dans un système régulé public, les standards relativement élevés de fiabilité sont fixés par l'Etat, qui exige des marges de sécurité de la part des producteurs. Il s'agit de capacités de production excédentaires prêtes à être utilisées en cas de panne, qui peuvent s'élever jusqu'à 40% de la puissance disponible (Romeiro et Zarin-Nejadan, 2001) [4].

Bien que la libéralisation tende à rendre la production plus efficace par la réduction des capacités de réserve nécessaires, certaines critiques affirment que la balance entre l'offre et la demande ne pourra plus être assurée de façon sûre (Boiteux, 2007) [17]. Dès lors, il est impossible de laisser au marché le soin de déterminer ses propres capacités de réserves par le jeu de l'offre et de la demande; l'intervention étatique s'avère donc nécessaire.

Toutefois, la libéralisation elle-même donne la réponse à cette objection. Tout d'abord, l'établissement de standards élevés de sécurité est fondé sur l'hypothèse selon laquelle tous les usagers ont besoin du même degré de fiabilité (Romeiro et Zarin-Nejadan, 2001) [4].

La dérégulation du marché change la perspective sur ce plan. La conception de participation des consommateurs donne à ces derniers le choix du fournisseur et du niveau de sécurité souhaitée. Comme cela fut déjà souligné, une telle diversification du service de sécurité est largement admise et a fortiori réalisable sur le plan technique. Il est donc dans l'intérêt des entreprises d'offrir des prestations variées à leurs clients où le prix est fonction décroissante de la probabilité d'interruption. En effet, la marge de manœuvre ne sera plus définie uniquement sur base des critères d'ingénieur mais selon les indications des consommateurs, qui dépendent de leur attitude envers le risque. Elle pourra donc être beaucoup moins élevée.

En suivant notre analyse, la variété des installations de génération et la multitude des producteurs indépendants permettent de diminuer la probabilité de la panne importante et de réduire les réserves de capacités nécessaires pour garantir un niveau donné de fiabilité du système. Il s'équilibre tout seul car l'incitation venant du prix encourage la construction de nouvelles centrales, surtout celles qui satisferaient la demande de pointe. Cette approche suscite cependant des controverses liées à l'abandon de projets plus intensifs en capital.

Pendant la période de transition, quand la concurrence n'est pas encore bien installée, il faudrait sans doute exagérer les réserves de capacités nécessaires pour garder l'équilibre du réseau.

2-2-5 La diversification des matières premières

La réponse à la question de la sécurité des approvisionnements en matières premières, tant pour la génération de l'électricité que pour satisfaire tous les autres besoins énergétiques, peut être résumée en un seul mot : la diversification. Comme le souligne Romerio (2001) [4] : « Longtemps elle a été perçue comme l'un des problèmes primordiaux de la défense nationale. Aujourd'hui on l'appréhende plutôt dans une optique de marché ».

Un marché effectivement compétitif est parfaitement capable d'évaluer et de gérer les prix et les risques des approvisionnements à long terme – il le fait mieux et à meilleur prix que les gouvernements. Toutefois, pour que cela soit possible, certaines conditions doivent être remplies. En premier lieu, le système international des échanges doit être transparent, liquide et stable. Bref, le marché garantit une excellente assurance des risques grâce à l'échange d'énergie. Pourtant, selon Keppler (2007) [18], cet argument n'est que partiellement valable car en matière d'énergie, les marchés ne peuvent pas entièrement prendre en compte les risques qui pèsent sur la sécurité des approvisionnements. Seuls les pouvoirs politiques peuvent intervenir au moyen du stockage stratégique d'énergie importée, de la diversification à la fois des sources d'énergie et de leur provenance et d'une politique soutenant la recherche de nouvelles technologies. Ainsi, la sécurité des approvisionnements demande des réponses à la fois économiques et politiques. Le marché favorise les relations multilatérales avec tous les acteurs, selon les principes de la concurrence. L'approche opposée, qui peut être nommée politique, diplomatique ou stratégique, s'appuie sur des relations bilatérales censées garantir un traitement préférentiel en cas de crise. Cette vision est forcément limitée car elle exclut d'autres contrats possibles, peut-être plus favorables. Finalement, l'expérience nous apprend qu'à long terme même les relations bilatérales les plus étroites résistent très rarement à la logique économique.

Cependant, certains pays exportateurs d'énergie utilisent leurs ressources comme une arme dans les négociations politiques et ne veulent pas les soumettre aux règles du jeu du marché. Dans cette situation, un Etat ou un groupe d'Etats ne peut compter que sur le marché car les contractants n'en respectent pas les règles. La solution la plus accessible est le recours aux mécanismes politiques, externes et internes, comme les négociations bilatérales ou les actions agissant sur la demande d'énergie.

Par conséquent, la responsabilité principale pour garantir la sécurité d'approvisionnement repose alors sur les entreprises énergétiques, qui ont intérêt à diversifier les technologies et les sources de matières énergétiques pour garder une production stable. Toutefois, les gouvernements peuvent avoir accès aux informations qui ne sont pas généralement accessibles. Pour cette raison, ils ont aussi la responsabilité de garder l'intégrité des arrangements pour l'approvisionnement en matières premières énergétiques. Cela fait partie de leur mission d'assurer la sécurité nationale. L'électricité demeure une affaire stratégique pour les pouvoirs publics et la sécurité des approvisionnements en matières premières pour sa génération est alors un bien public (Priddle, 2002) [19].

Quant à la question de savoir s'il y a ou non une diversification suffisante, cela dépend de l'attitude des producteurs ainsi que de la prime de sécurité que les consommateurs acceptent de payer. Autrement dit, cela dépendra du degré auquel le prix du marché, déterminé par l'interaction libre entre l'offre et

la demande, reflète tous les coûts et les bénéfices de la sécurité de l'approvisionnement, y compris ceux de la diversification.

2-2-6 Un prix « raisonnable »

La question du prix sur le marché d'électricité est très complexe. Même si l'objectif principal de la libéralisation est une meilleure utilisation des ressources et en conséquence, la baisse des coûts et du prix final, des exemples, comme celui de la Californie, nous montrent que les cycles conjoncturels peuvent provoquer la montée des prix. Les monopoles ont habitué les consommateurs à un prix moyen d'électricité mais ce niveau était souvent artificiellement abaissé grâce aux subsides. La concurrence est censée introduire des prix qui reflètent la valeur réelle de l'énergie, issue du jeu entre l'offre et la demande. Si rien ne distord le marché, les prix s'approchent du coût marginal pendant les heures de base. Toutefois, durant les périodes de pointe, les prix vont monter. Il est important que les clients soient conscients de cette volatilité journalière du prix pour adapter leur consommation. Cela permettra d'une part de décharger le système et forcera d'autre part les usagers à épargner l'électricité. En conséquence, la production et la consommation seront plus efficaces.

De plus, la montée des prix devient insupportable lorsqu'elle frappe de manière brusque des consommateurs figés dans leurs comportements. A long terme, les habitudes s'adaptent. On dépense plus en isolation qu'en combustible pour chauffer les maisons. On utilise un équipement qui consomme moins d'électricité, etc. Le problème n'est pas tellement le niveau des prix mais leur montée soudaine et imprévisible qui constitue la principale menace pour le bien-être individuel et social (Keppler, 2007) [18].

III. LES DONNEES UTILISEES ET LES VARIABLES CONSIDEREES

Dans cette section, nous présentons les différentes sources de données, les variables considérées et décrivons leurs comportements sur la période 1960 - 2017.

3-1 Sources des données et justification des variables considérées

Les données de cette étude sont issues de diverses sources. Premièrement, elles proviennent des fonds documentaires de certaines structures nationales en lien avec le secteur de l'énergie : l'Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI)³ [20], la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)⁴ [21], le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (BNETD) [22] ex Direction et Contrôle des Grands Travaux (DCGTx), le Ministère du Pétrole et de l'Energie [23], la Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité (CIPREL) [24], Cinergy[25], l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANARE) [26]. Deuxièmement, les données proviennent également des rapports de certains organismes et centres internationaux tels que la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) [27], la Banque Mondiale (BM) [28]. Enfin, des articles et ouvrages sur l'énergie en général et l'électricité en particulier ainsi que sur l'économétrie ont été consultés.

Les données utilisées portent sur l'offre d'électricité⁵, la puissance installée, le temps moyen de coupure, le solde des échanges extérieurs d'électricité⁶ et la disponibilité des groupes de production d'électricité.

Dans notre étude, l'offre est envisagée au sens large du terme car elle concerne la génération (ou production), la transmission (ou transport) et la distribution. La génération est une transformation des autres formes de l'énergie en énergie électrique par la combustion des fossiles comme le charbon, le pétrole ou le gaz, par l'utilisation de la fission nucléaire, la chaleur géothermale et solaire, la conversion des rayonnements solaire (centrale photovoltaïque) ou de l'énergie cinétique du vent ou de l'eau. La transmission est un transport d'énergie à très haute tension (de 150 kV à 800 kV) sur de longues

³ Société d'économie mixte, chargée de gérer le secteur électrique ivoirien depuis 1952 dans le cadre d'une concession qui lui confère le monopole du transport et de la distribution d'électricité.

⁴ Exploitant privé du secteur de l'électricité (CIE) en Côte d'Ivoire dans le cadre d'un contrat de concession, l'Etat restant propriétaire du patrimoine électrique.

⁵ Il s'agit de l'offre livrée sur le réseau électrique national.

⁶ Exportations moins importations (en GWh).

distances. Le réseau de transmission connecte les grands centres de production avec les régions consommatrices d'électricité. Les grandes puissances transitées imposent des lignes électriques de forte capacité de transit, ainsi qu'une structure interconnectée (maillée). La distribution désigne l'acheminement de l'énergie à moyenne et basse tension (de 3 à 33 kV et de 110 à 600 V) depuis le réseau de transmission vers des consommateurs finaux. On associe à la distribution, l'alimentation ou la fourniture de l'électricité. L'alimentation correspond à la vente d'électricité au client final. Cette activité inclut la fourniture de l'énergie et du service de son transport, ainsi que le comptage et la facturation de la consommation de l'électricité. En définitive, les caractéristiques techniques de l'électricité⁷ provoquent la nécessité de balancer constamment l'offre avec la demande. A chaque instant, le moindre écart entre les deux entraînerait une variation de la fréquence. Quand l'offre de l'électricité est inférieure à la demande, la fréquence diminue, ce qui provoque le déclenchement de la plupart des appareils non thermiques (Boiteux, 2007)[1]. D'un autre côté, une fréquence trop élevée provoque des congestions sur les lignes du transport et finalement des coupures d'électricité.

L'offre d'électricité est fortement tributaire de la capacité installée de ses moyens de production. De même, l'offre étant fonction de la demande, à plus long terme, si la capacité installée est insuffisante, ce sont les coupures d'électricité qui équilibrent le marché. Pour les cas de manque de puissance, un organe responsable prend la décision concernant le débranchement de certaines zones ou la mise en route de générateurs marginaux. Pour que tout le besoin de l'électricité soit constamment satisfait, les capacités de génération doivent être prêtes à égaliser la demande même en périodes de pointe. Pour certains producteurs, cela signifie que durant les périodes de moindre demande leurs capacités de production restent partiellement inutilisées. On les appelle les capacités de réserve.

L'électricité est une marchandise indissociable du support qui la fournit, en l'occurrence le réseau et, par-delà, tout le système électrique. En même temps qu'un bien, elle est donc un service, dont la production et la fourniture sont simultanées et la « mise à disposition » est en temps réel. Pour le gestionnaire du système électrique, la nécessaire qualité du produit électricité renvoie au principe-clé de continuité qui se traduit lui-même par deux exigences. La première, la plus évidente, implique de fournir une énergie qui ne souffre d'aucune forme d'interruption : ni microcoupures (inférieures à une seconde), ni coupures longues. La seconde exigence porte sur la régularité. L'électricité doit présenter des caractéristiques physiques stables : tension constante ou maintien de la fréquence à sa valeur nominale. Si la première exigence n'est pas respectée, le coût économique des perturbations qui s'ensuivent, va croissant à mesure que se généralise l'emploi de l'électricité. Par conséquent, la disponibilité des moyens de l'offre d'électricité et par ricochet la variable temps moyen de coupure demeurent primordiaux pour la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique.

Dès qu'il est possible de transporter de l'énergie électrique de façon significative, les producteurs ont vu l'intérêt de se connecter aux producteurs éloignés ou proches. Non seulement chacun peut secourir l'autre en cas de problème, mais l'interconnexion offre un degré de liberté permettant de mettre en œuvre des moyens de production plus économiques. Par conséquent, les échanges extérieurs en termes d'électricité demeurent importants car ils permettent de bénéficier de prix intéressants, puisque le prix de l'énergie fluctue selon les centrales disponibles, l'heure de la journée, etc. C'est aux moments où l'énergie produite sur place est la plus chère (l'heure de pointe locale) qu'il est intéressant d'acheter chez ses voisins. En outre, quand les réseaux sont interconnectés, chaque pays, selon le principe du secours, vient donc à l'aide du pays où se produit un incident. Pouvoir compter sur la solidarité de ses voisins est un principe qui, appliqué aux réseaux électriques, permet donc de mieux résister aux incidents tout en minimisant le coût des installations de secours. Toutefois, pour être efficace, cette notion de secours doit s'appuyer sur un réseau suffisamment développé. De ce fait, nonobstant leur importance dans la politique de l'offre du pays, les échanges d'électricité font intervenir des phénomènes très complexes, et les résumer à de simples flux financiers reviendrait à éluder les problèmes liés à la sûreté du système électrique !

⁷ Tout d'abord l'achat de l'énergie électrique est indissolublement lié à la nécessité de la transmettre du producteur vers l'acheteur. Alors, en achetant l'électricité, appelée du *courant* électrique, le client acquiert deux produits : un bien, sous la forme de l'énergie, et un service qui consiste en sa transmission. Deuxièmement, le stockage de l'électricité est fortement restreint. Troisièmement, la demande d'électricité et celle de sa transmission sont soumises aux fortes variations journalières, hebdomadaires et saisonnières (souvent aléatoires) - dues principalement aux variables météorologiques et aux changements des périodes de production. De plus, étant donné que l'électricité ne possède pas de substituts, sa demande est inélastique et difficilement influençable à court terme par les changements de prix.

3-2 Evolution des données sur la période 1960-2017

Préalablement, la limite chronologique envisagée pour notre étude est comprise entre 1990 et 2017. Toutefois, l'année 1990 ne constituant pas le point de départ de l'activité « électrique » en Côte d'Ivoire, une mise en perspective historique du sujet s'impose et il nous a semblé opportun de faire remonter notre analyse à 1960, afin de mieux circonscrire les raisons qui sous-tendent la première réforme de 1990 puis de relativiser ses résultats en tenant compte de ceux de la première période. A ce sujet, le TABLEAU suivant donne l'évolution des données entre 1960 et 2017.

Tableau 1 : Taux de croissance en moyenne annuelle (%)

Années	Offre d'électricité	Puissance installée	TMC (a)
1960-2017	9,1	7,5	-(b)
1960-1986	13,4	7,3	-35,1
1986-1990	6,8	-1,8 (c)	8,8
1960-1998	11,3	9,5	-257,1
1960-1990	12,6	11,4	-
1990-2017	5,4	3,3	-
1990-1998	6,1	2,3	-257,1
1998-2011	3,2	3,2	11
2011-2017	9,2	5,8	-10
1998-2017	4,9	3,7	-257,1

Source : Nos calculs à partir des données de l'étude

(a) Temps Moyen de Coupure

(b) Le TMC est le même en début et en fin de période

(c) le TMC décroît de ce taux entre les deux années

Entre 1960 et 1990, l'évolution du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire se singularise par le passage d'une stratégie volontariste (1960-1986)⁸ à une stratégie gestionnaire (1986-1990)⁹, dans un environnement, caractérisé par une exceptionnelle expansion économique, entre 1960 et 1978¹⁰, qui va toutefois se dégrader sérieusement, entre 1978 et 1990¹¹. La première stratégie, motivée par une logique d'accumulation, est totalement tournée vers la création et le développement intensif des infrastructures électriques, en s'appuyant sur la planification sectorielle et la centralisation des décisions au plus haut niveau de l'Etat. La seconde est venue la remplacer en raison de l'accentuation au fil des années de plusieurs défauts de la stratégie initiale et de sa perte d'efficacité dans une conjoncture économique défavorable. Déjà, le vide juridique, qui caractérisait le secteur et suscitait toutes sortes de « dérive » de la part des responsables, va être comblé par la loi n°85-583 du

⁸ Durant la période, les taux de croissance en moyenne annuelle de l'offre d'électricité et de la puissance installée sont respectivement de 13,4% et 7,3% ; le temps moyen de coupure baisse significativement de 35,1% (statistique significativement favorable à l'offre) durant la période. Nous n'avons pas les statistiques de la disponibilité des groupes de production avant 1990 et les échanges extérieurs ont réellement débuté avec le Ghana en 1984, année d'une sécheresse sans précédent qui a fortement fragilisé la production des centrales hydraulique (63% de la puissance installée totale) : le solde des échanges est de -2250 GWh en 1984).

⁹ Durant la période, les taux de croissance en moyenne annuelle de l'offre d'électricité et du temps moyen de coupure sont respectivement de 6,8% (baisse significative par rapport à la période précédente) et de 8,8% (défavorable à l'offre). La puissance installée décroît de 1,8% durant la période (défavorable à l'offre) et le déficit du solde des échanges d'électricité se réduit significativement : il passe de -2250 GWh en 1984 à -490 GWh en 1990. La disponibilité des groupe de production s'évalue à 30% en 1990.

¹⁰ Le pays connaît un taux de croissance en moyenne annuelle du PIB de 11%.

¹¹ Le pays connaît un taux de croissance en moyenne annuelle du PIB de 2,8%.

29 juillet 1985 qui propose un monopole du transport et de la distribution d'énergie électrique sur l'ensemble du territoire national, mais n'a pas trouvé opportun de créer un monopole de la production d'électricité. Ensuite, la restauration des équipements existants qui se dégradent continuellement, la recherche de performances plus élevées et l'amélioration de la gestion financière de l'ECCI (via le Plan d'ajustement de l'énergie instaurée par la Banque mondiale) prennent le pas sur toute autre considération (Capri, 2003) [29] .

En outre, la période concernée par notre étude (1990-2017) se subdivise en trois sous-périodes : 1990-1998, 1998-2011 et 2011-2017.

Au début des années 1990, les bouleversements survenus à l'Est de l'Europe n'ont pas manqué d'avoir une influence sur les pays africains. Il est, en effet, rapidement apparu qu'une véritable démocratisation devait aller de pair avec une relance de l'économie. Or, celle-ci devait obligatoirement passer par une libéralisation et un retour aux lois du marché. De ce fait, en Afrique, après le « tout Etat », l'heure est désormais à la privatisation. En Côte d'Ivoire, la récession « perdue » au début des années 1990, suite au relatif échec des programmes d'ajustement structurel et à un processus timide de privatisation. Par conséquent, le secteur de l'électricité est durement touché par cette crise chronique. De ce fait, l'année 1990 marque un tournant dans l'histoire de l'électricité en Côte d'Ivoire dans la mesure où les autorités ivoiriennes ont fait preuve d'audace, allant même au-delà de ce qui se fait dans certains pays industrialisés. C'est en effet tout le service public de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation d'électricité qui, en 1990, est concédé, pour une durée de 21 ans, à une société privée, la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE) via un contrat d'affermage¹². Si l'ancienne société, l'ECCI est maintenue, c'est essentiellement sous la forme d'une société de patrimoine, détenant la totalité des ouvrages. Cette organisation bicéphale se justifie par la nécessité de permettre à l'Etat de garder la maîtrise des investissements dans un secteur aussi stratégique que l'électricité, tout en confiant l'exploitation journalière du patrimoine à un opérateur privé qui assumera cette tâche à ses propres risques et périls. La CIE exploite le service concédé en matière de production, de transport, de distribution, d'importation et d'exportation de l'énergie électrique. En outre, elle est responsable de l'entretien et de la réparation des ouvrages concédés. L'Etat conserve la propriété des équipements et ouvrages de son domaine public affectés à l'exploitation du service public. De même, l'autorité concédante fixe les tarifs de vente de l'énergie électrique et le concessionnaire perçoit une rémunération pour l'ensemble de ses prestations au titre de l'exploitation du service public concédé. Le nouveau cadre institutionnel ainsi créé était composé de trois opérateurs principaux : la CIE, l'ECCI et le Bureau National d'Etudes Techniques et de Développement (représentant l'Etat). Néanmoins, ce nouveau cadre, va connaître des dysfonctionnements dus à des problèmes de leadership et de partage des rentes d'un « monopole » au détriment d'une ambition de produire une rente d'efficacité au service de l'intérêt général. Cette situation va s'empirer puisque de nombreuses structures vont être « greffées » au premier cadre déjà problématique. A la mort du président Félix Houphouët-Boigny, en décembre 1993, la nouvelle équipe gouvernementale, dirigée par Henri Konan Bédié (ex-président de l'Assemblée nationale), assure une transition économique et sociopolitique délicate : participation active aux travaux concernant la dévaluation du FCFA (effective en janvier 1994) et mise en place des mesures d'accompagnement ; accélération du processus de privatisation de l'économie ; élaboration d'un programme de développement baptisé « Eléphant d'Afrique ». Cette nouvelle ère politique et économique, synonyme de retour à la croissance¹³, ouvre le secteur électrique à la production indépendante par le biais de la Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité¹⁴ (qui est suivie, en 1997, par Cinergy avec la centrale d'Azito). Les deux producteurs indépendants sont liés par des contrats d'achat ferme ou d'achat minimum (contrat « take or pay ¹⁵») via lesquels ils sont soumis à l'obligation de fournir une production annuelle

¹² Le contrat d'affermage, qui est également un système de gestion déléguée, maintient au délégant la responsabilité de l'investissement et du renouvellement des infrastructures en confiant l'exploitation et la gestion du service à l'opérateur.

¹³ Entre 1990 et 1998, le pays connaît un taux de croissance en moyenne annuelle du PIB de 2,3%.

¹⁴ La CIPREL signe, le 20 juillet 1994, à Paris, avec le gouvernement ivoirien, une convention de concession (conçue pour une durée de dix-neuf ans à compter du 9 août 1994, date de sa mise en vigueur) pour la construction, l'exploitation et le transfert de propriété d'une centrale thermique à Vridi.

¹⁵ La clause Take or Pay se traduit, d'une part, par un engagement du producteur indépendant à fournir une quantité minimale d'énergie à l'exploitant, et d'autre part, par une contre-garantie de l'Etat d'assurer le

minimale que l'Etat doit acheter. Les nouveaux moyens de production thermique d'électricité, rapidement installés¹⁶, qui sont alimentés au fuel puis au gaz exploité offshore¹⁷, permettent de faire face au risque de pénurie en rétablissant l'équilibre offre-demande¹⁸ en profitant de cette rente gazière et font de la Côte d'Ivoire une exportatrice nette d'électricité : le solde des échanges, déficitaire en 1990, devient excédentaire en 1998 (+594 GWh).

La période est également marquée par la pénurie « électrique » qui frappe les pays de l'Afrique de l'ouest. On comprend aisément que la sortie de crise passe par des solutions d'urgence qui ont malheureusement un coût pour ces pays : les différents investissements mis en place ont leur contrepartie avec le relèvement du prix du Kilowattheure. Les hausses tarifaires qu'ils occasionnent au Ghana, au Togo et au Bénin remettent en question un modèle de développement en place depuis plusieurs années dans ces pays : celui d'une électricité à bas prix, support de la croissance. De plus, combien de temps ces solutions d'urgence pourront-elles « endiguer » la crise au cas où elle perdure ? A ce sujet, vers la fin des années 1990, la Côte d'Ivoire dont le modèle de gestion « électrique » fait de plus en plus « école » en Afrique, demeure à l'origine de la mise en place d'une « intégration » sous-régionale en matière de politique énergétique. En effet, les pays de l'Afrique de l'ouest prennent tous conscience qu'à plus long terme, la sortie de la crise énergétique implique l'interconnexion des réseaux dans une zone allant du Nigeria à la Côte d'Ivoire avec des remontées au Nord vers le Burkina Faso et le Mali. Si l'interconnexion des réseaux électriques du Bénin et du Togo est acquise avec le Ghana, en ce qui concerne les études de faisabilité de la liaison avec le Nigeria et l'interconnexion des réseaux nord de ces deux pays, les études de faisabilité ne s'achèvent qu'à la fin des années 1990.¹⁹ Enfin, des projets d'interconnexion entre la Côte d'Ivoire et la Guinée ainsi que le Libéria sont encore à l'étude durant la période. Ces projets font partie d'un programme plus large d'interconnexion en Afrique.

De plus, malgré les changements introduits dans les règles, les objectifs et les comportements, il manque à la nouvelle stratégie en cours une cohérence d'ensemble et un schéma d'expansion que possédait la stratégie volontariste, en dépit de ses défauts ; ce qui consolide certainement la problématique de la capacité de production du secteur électrique au début des années 1990. Dans la pratique, le partage des tâches entre l'autorité concédante et le concessionnaire n'est pas aisé ; de ce fait, la réhabilitation de l'équipement électrique prend du retard, au détriment de la CIE qui, non seulement, est contrainte d'entreprendre des actions non prévues par la convention de concession, mais aussi, doit faire face aux incertitudes liées à l'hydraulique et l'interconnexion avec le Ghana. En outre, un certain nombre de missions de service public, telles que l'électrification rurale, sont mises en veilleuse afin de concentrer tous les efforts sur l'amélioration des

règlement effectif de cette quantité minimale. Ce contrat revient techniquement à faire supporter à l'acheteur (c'est à dire l'Etat ivoirien) une pénalité de 100% au cas où il renonce à prendre de l'énergie au moment prévu. Elle correspond donc à une garantie de recettes pour le producteur indépendant.

¹⁶ Le taux de croissance en moyenne annuelle de la puissance installée est de 2,3% durant la période.

¹⁷ A la fin des années 1970, la Côte d'Ivoire explorait ses côtes à la recherche de pétrole et de gaz naturel. Ils ont trouvé au large de Jacquville un champ de gaz sec, sans pétrole, le champ Foxtrot. Mais, à l'époque, le gaz n'avait pas autant de valeur que le pétrole. Le puits a donc été rebouché pour ne pas le laisser fuir. Une vingtaine d'années plus tard, la Compagnie des énergies nouvelles de Côte d'Ivoire (CENCI, appartenant au groupement SAUR/Bouygues/EDF) a décidé de l'exploiter pour produire de l'électricité. En 1992, ils ont signé le contrat d'exploitation. Une plateforme a été construite en mer pour acheminer le gaz et commencer à produire de l'électricité. En 1994, ils créent la Compagnie ivoirienne de production d'électricité (Ciprel) afin d'exploiter ce champ de gaz qui encore en 2017 alimente structures de production thermique d'électricité et délivre plus de 70 % du gaz utilisé dans les centrales du pays.

¹⁸ Le taux de croissance en moyenne annuelle de l'offre est de 6,1% durant la période.

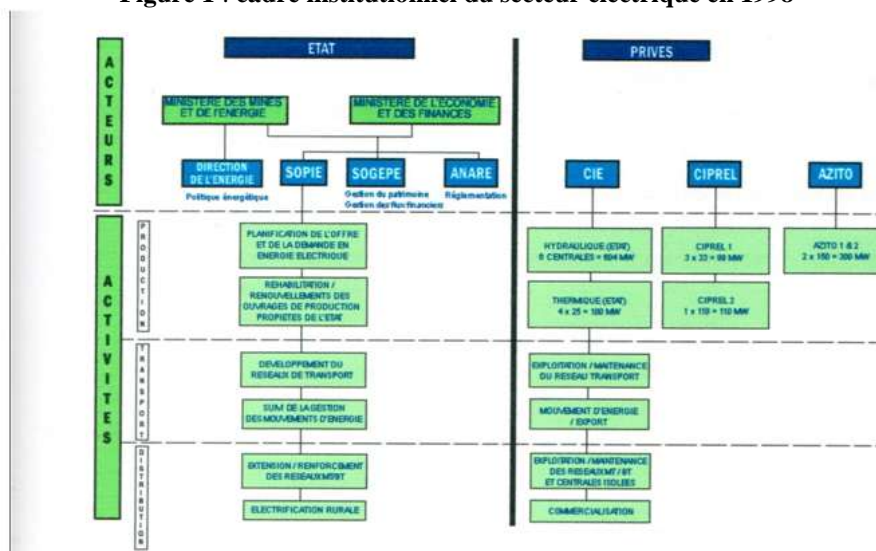
¹⁹ *La tribune*, La documentation Française, 4 juin 1998, s.p.

performances et sur la réalisation de programmes les plus urgents. De même, on peut remarquer qu'il y a aucune incitation pour faire participer les producteurs indépendants à l'optimisation de la gestion financière du secteur. Tandis que les opérateurs privés semblent fonctionner de manière plutôt efficace (la gestion technique²⁰ et financière du secteur s'améliore relativement), du côté de l'Etat, les choses semblent toujours compliquées en raison du nombre important de structures, dont chacune peut se prévaloir de la légitimité administrative requise, qui se trouvent souvent en conflit avec les bailleurs de fonds et les experts techniques internationaux.

A la fin de l'année 1998, si la nouvelle dynamique, insufflée par la gestion privée de l'exploitation du secteur de l'électricité, permet de retrouver un relatif équilibre financier, force est de reconnaître, qu'en ce qui concerne le fonctionnement des structures issues de la réforme de 1990 et des nouvelles entités créées durant la période, il subsiste encore certaines difficultés qu'il convient de résoudre pour améliorer encore les résultats obtenus. Il apparaît très clairement qu'en raison de la rapidité avec laquelle la réorganisation du secteur s'est effectuée en Côte d'Ivoire, le cadre institutionnel s'est avéré très vite inadapté. Avec l'arrivée des producteurs indépendants en plus du concessionnaire du service public, le besoin d'un nouveau cadre institutionnel se fait pressant. Par conséquent, conscient de la nécessité de réorganiser d'urgence le secteur de l'électricité, le gouvernement ivoirien procède à une nouvelle restructuration de ce secteur (en décembre 2018) qui voit la dissolution assez controversée de l'ECCI et la mise en place de trois nouvelles structures chargées respectivement de la régulation, de la gestion du patrimoine, et de la gestion des mouvements d'énergie et de la maîtrise d'œuvre des investissements concernant le réseau de transport et l'électrification rurale (Fig. 1) :

- l'Autorité Nationale de Régulation du secteur de l'Electricité (ANARE), chargée du contrôle des opérateurs du secteur, de l'arbitrage des conflits et de la protection des intérêts du consommateur d'électricité
- la Société de Gestion du Patrimoine du secteur de l'Electricité (SOGEPE), chargée de la gestion du patrimoine de l'Etat dans le secteur, de la gestion des flux financiers et de l'établissement des comptes consolidés du secteur
- la Société d'Opération Ivoirienne d'Electricité (SOPIE), chargée du suivi des mouvements d'énergie, des études et de la planification, ainsi que de la maîtrise d'œuvre des travaux d'investissements revenant à l'Etat en matière de renouvellement et d'extension des réseaux de transport et d'électrification rurale.

Figure 1 : cadre institutionnel du secteur électrique en 1998



Source : Ministère de l'Énergie, RCI

De ce fait, comme la sous-période précédente, celle comprise entre 1998 et 2011 débute par une nouvelle réforme institutionnelle du secteur électrique en Côte d'Ivoire. Durant la période, les structures issues de la nouvelle réforme seront soumises à l'épreuve de l'efficacité dans un environnement « malsain ». En effet, des crises militaro-politique ébranlent le pays : le coup d'état de 1999 ; la crise de 2002 qui « coupe » le pays en deux parties laissant la partie Centre-Nord-Ouest (CNO) du pays à la gestion d'une rébellion armée ; la crise postélectorale de 2010-2011. Entre 1998 et 2011, le taux annuel moyen de croissance du PIB est de 4,5%.

²⁰ Le temps moyen de coupure baisse significativement de 257,1% entre 1990 et 1998. La disponibilité des groupes de production passe de 30% en 1990 à 39% en 1998.

Face aux mutations rapides que connaît le secteur, le cadre institutionnel et son fonctionnement deviennent inévitablement inadaptés au nouveau contexte. D'abord, nous constatons les limites du contrat d'affermage et du cadre institutionnel. Celui-ci ne fixe pas d'objectifs de performance au fermier qui loue gracieusement les biens concédés du domaine public de l'Etat en s'assurant d'une rémunération fixe. Le risque commercial est reporté sur l'Etat. Les investissements relèvent également de la responsabilité de l'Etat dans ce type de contrat. De plus, les limites de responsabilité entre travaux d'entretien et de renouvellement sont peu incitatives pour le fermier qui peut repousser les travaux d'entretien dans le domaine du renouvellement. Le contrat d'affermage n'est pas non plus incitatif pour l'Etat qui subventionne le prix de l'électricité en pratiquant des prix « politiques ». Le cadre de gestion de ce contrat échappe à toute logique d'efficacité économique. Le cadre institutionnel actuel n'est pas assez attrayant pour les bailleurs de fonds. Ensuite, les nouvelles structures créées lors de la réforme de 1998 ne remplissent pas convenablement leurs mission ou sont tout simplement « victimes » du système : le régime d'affermage a amené l'Etat à créer ces sociétés pour le contrôle technique et financier du fermier. Le manque de précision des missions de ces structures augmente les coûts de la régulation et la rend inefficace. Au niveau de la gestion du secteur de l'électricité, des conflits de compétences sont apparus dans l'exécution des missions des structures susmentionnées. De plus, les actions entreprises dans la lutte contre les pertes non techniques comme la fraude, les actes de vandalisme et les occupations anarchiques ne sont pas conduites à bonne fin. Selon l'ANARE (2005), au regard des résultats enregistrés depuis 1998, il importe que leurs fonctions soient mieux organisées et conduites avec la plus grande rigueur, pour l'efficacité de l'exploitation du secteur de l'électricité. Enfin, L'ANARE est essentiellement confinée par les textes dans un rôle de conseil à l'Etat, de règlement de litiges entre les acteurs du secteur. Elle ne dispose pas d'une autonomie suffisante pour une autorité de régulation, notamment en matière de tarification et d'application de sanctions. Société d'Etat placée sous la tutelle technique du Ministère en charge de l'Energie, et donc sous influence politique, elle peine à exercer son indépendance vis-à-vis des questions relatives à la concurrence dans les segments d'activités ou à l'ouverture de l'accès aux réseaux de transport et de distribution, aux lacunes ou à l'inexistence des procédures de passation de marché et d'appel d'offres, au respect des engagements contractuels et au règlement des litiges.

Du côté de l'offre, la période n'est pas également propice²¹. L'équilibre offre/demande de l'électricité est tendu. En 2009, la puissance de pointe a surplombé la puissance disponible. Cela induit qu'en situation normale d'exploitation, il n'y a pas de réserve de production à la pointe pour faire face aux aléas ; ce qui conduit inévitablement à des délestages de charge. Une partie du parc, notamment le parc concédé, est vieillissante et subit des incidents répétés et intempestifs. Le réseau de transport d'énergie présente plusieurs points faibles et certains ouvrages sont exploités en limite de capacité pour satisfaire la demande d'électricité. Il y a également l'absence d'infrastructures de secours qui impose une interruption systématique de la fourniture d'électricité à la clientèle pendant les travaux de maintenance. Ces problèmes constituent un ensemble de contraintes qui placent le système électrique en permanence dans une situation d'exploitation dégradée. Aussi pour respecter les critères de qualité inhérents à la fréquence du courant alternatif et à la tension de livraison, le concessionnaire du service public de l'électricité applique-t-il des mesures conservatoires en cas de nécessité dans certaines situations d'exploitation. Après le délestage de 1984, le pays a connu un second délestage en février 2010. Par conséquent, jusqu'à la fin du mois de décembre 2009, la puissance disponible²² est totalement inadaptée pour deux raisons majeures : l'arrêt de certains groupes de production pour des travaux de maintenance et la réduction des puissances disponibles des centrales hydroélectriques consécutives à la baisse du niveau des lacs. Cette situation exceptionnelle, qui constitue un cas de force majeure autant pour l'Etat que le concessionnaire de service public de l'électricité, impose un délestage sur l'ensemble du territoire de

²¹ Le taux annuel moyen de croissance de l'offre passe de 6,1% sur la période 1990-1998 à 3,2% sur la période 1998-2011. Les données sur la disponibilité des groupes de production ne sont pas fiables pour diverses raisons extra économiques.

²² Le taux annuel moyen de croissance de la puissance installée passe de 2,3% sur la période 1990-1998 à 3,2% sur la période 1998-2011.

février à mai 2010²³. En attendant le retour à une situation normale, l'Etat a engagé des actions pour réduire les effets du délestage sur les populations. Le secteur de l'électricité a commencé à importer de l'énergie du Ghana²⁴ pour environ 25 MW et ceci, en application du contrat d'échanges d'énergie qui existe entre les deux pays. Des accords ont été conclus avec d'autres pays voisins pour une importation d'énergie d'environ 70 MW. En 2010, pour faire face au déficit chronique de production d'électricité, l'Etat a signé une convention avec la société Aggreko pour la location et l'exploitation d'une centrale à gaz de 70 MW. Le coût financier de tous ces efforts consentis, s'élève à 35 milliards de francs CFA.

La période 2011-2017 est marquée par la reconstruction post-crise et la relance d'activité économique avec un taux de croissance en moyenne annuelle du PIB de 7,5%. Durant cette période relativement propice au retour des investisseurs, les autorités ivoiriennes qui, d'une part, prennent conscience des lacunes institutionnelles du système électrique, et d'autre part, désirent franchir une étape cruciale dans la voie de l'introduction effective de la concurrence dans ce système qui devrait être représentatif d'une Côte d'Ivoire « émergente », vont mettre en place une stratégie « offensive » qui rappelle la stratégie « expansionniste » de la période 1960-1986.

Premièrement, en décembre 2011, l'Etat a entrepris une nouvelle réforme qui a conduit à la dissolution anticipée de la SOGEPE et de la SOPIE, et à la création d'une société d'Etat sous la dénomination de Société des Energies de Côte d'Ivoire en abrégé CI-ENERGIES [30] qui reprend l'ensemble des activités des deux structures dissoutes. Elle aura la lourde mission de remettre sur les rails le secteur de l'électricité en proie à des difficultés énormes. Elle a la capacité de financer les projets de développement du secteur et sera chargée notamment : i) de la gestion consolidée du patrimoine privé et public du secteur de l'électricité et de la recherche de financement des projets ; ii) de la gestion technique et financière des contrats de vente et d'achat d'énergie électrique et de combustibles; iii) de la planification et de la programmation des investissements, ainsi que de l'offre et de la demande en énergie électrique; iv) de l'entretien et de la sauvegarde du patrimoine et de la maîtrise d'œuvre des investissements qui relèvent de la responsabilité de l'Etat. Par la suite, le 22 novembre 2017, le décret 2017-773 modifiant la dénomination de la société Energies Côte d'Ivoire et les articles 1, 2 et 13 du décret n°2011-472 du 21 décembre 2011, portant création de la société d'Etat dénommée Energies de Côte d'Ivoire (en gardant la même abréviation), étend l'objet de CI-ENERGIES notamment à la conversion de toute source d'énergie, y compris les énergies nouvelles et renouvelables, en énergie électrique et la cession à titre onéreux de l'énergie électrique ainsi produite.

Deuxièmement, l'introduction d'un nouveau Code de l'Electricité [31] par la Loi n°2014-132 du 24 mars 2014 constitue une étape déterminante dans la stratégie du gouvernement consistant à augmenter les capacités de production du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire et à assurer un environnement attractif pour les investissements des Producteurs Indépendants d'Electricité (PIE). Le nouveau Code de l'Electricité permet une libéralisation progressive du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire en mettant fin au monopole que l'Etat détenait dans le transport, la distribution, la commercialisation, l'importation et l'exportation de l'électricité. Ces activités peuvent dorénavant être assurées par un ou plusieurs opérateurs privés au terme d'un accord conclu avec l'Etat. Cependant, le partenariat entre l'Etat et la CIE a été prolongé en 2005 pour une période de 15 ans (nous l'avons déjà mentionné), les effets réels de la participation des autres compagnies privées à des activités assurées normalement par la CIE restent encore à venir. Par ailleurs, le nouveau Code de l'Electricité ne représente pas une libéralisation totale du secteur de l'électricité ; l'Etat conserve son monopole en ce qui concerne le maintien de l'offre et de la demande (dispatching). La participation des PIE dans le secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire est régie par un système d'accords conventionnés, de tels accords étant conclus entre le PIE et l'Etat avant tout démarrage des activités en question. Les dispositions contenues dans le nouveau Code de l'Electricité relatives à la procédure au terme de laquelle ces accords sont conclus méritent l'attention. Ces dispositions établissent une règle principale selon laquelle ces accords sont normalement conclus au terme d'une procédure d'appel d'offre, nationale ou internationale. Cependant, la réglementation issue du nouveau Code de l'Electricité dispose qu'une procédure d'appel d'offre restreinte est possible, et de ce fait, qu'il est possible de déroger à la procédure d'appel d'offre classique dans des circonstances exceptionnelles telles que prévues par le Code des Marchés Publics. Des tentatives supplémentaires ont été entreprises pour améliorer l'environnement

²³ Le temps moyen de coupure, qui avait baissé de 257,1% entre 1990 et 1998, a taux de croissance en moyenne annuelle de 11%.

²⁴ Les données sur le solde des échanges extérieurs sur la période ne sont pas fiables pour diverses raisons extra économiques. Mais il est quasi certain que ce solde soit déficitaire.

pour l'investissement des PIE grâce aux modifications apportées à la tarification. L'existence d'une tarification préférentielle et l'échec de la réglementation des prix de l'électricité quant à sa capacité à rendre compte des coûts de production ont été vécus comme des obstacles pour les investisseurs privés du secteur de l'électricité en Côte d'Ivoire. Le gouvernement a annoncé une nouvelle stratégie de tarification, y compris les objectifs de mettre progressivement un terme au régime de tarification préférentielle et de mettre en œuvre des augmentations graduelles des prix, ce qui illustre le souhait du gouvernement de rendre le secteur de l'électricité plus attractif pour les investisseurs. Cet objectif est également exprimé dans le nouveau Code de l'Electricité qui prévoit explicitement que les prix doivent tenir compte des coûts, des charges et des profits envisagés qui résultent des obligations de service public dans le secteur de l'électricité ainsi que de l'équilibre financier des opérateurs et de leur retour sur investissement. Jusqu'à présent, il est trop tôt pour déterminer si ces changements ont été suffisants au regard des attentes des investisseurs et comment ils seront perçus par les communautés locales. En outre, le nouveau Code de l'Electricité renforce le pouvoir et les compétences de l'ANARE en tant qu'autorité de régulation du secteur de l'électricité. Il crée également un cadre légal plus strict en ce qui concerne les sanctions pénales afin de s'attaquer aux problèmes tels que ceux liés aux branchements illégaux et autres conséquences des violations du Code de l'Electricité.

Troisièmement, dans la logique du nouveau code, l'adoption du décret n° 2016-785 du 12 octobre 2016 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité de Côte d'Ivoire (ANARE-CI), permet d'opérer un changement dans le système de régulation en vigueur en Côte d'Ivoire. En effet, on passe désormais d'une régulation déléguée à un organisme distinct de l'Etat mais soumise à une tutelle ministérielle (ANARE, société d'Etat), à une régulation indépendante (ANARE-CI, autorité administrative indépendante). Rappelons que l'ANARE-CI trouve son ancrage dans un texte législatif, la loi n°2014-132 du 24 mars 2014 portant Code l'Electricité, au contraire de l'ANARE, qui avait été créée par décret. Ce qui contribue à renforcer le statut de l'ANARE-CI. Ce statut est d'ailleurs défini à l'article 3 de son décret de création, aux termes duquel l'ANARE-CI est constituée sous la forme d'une autorité administrative indépendante. Il s'agit d'une institution de l'État, chargée, en son nom, d'assurer la régulation d'un secteur considéré comme essentiel et pour lequel le Gouvernement veut éviter d'intervenir trop directement. C'est la raison pour laquelle, dans l'exercice de ses missions, l'autorité administrative n'est pas soumise à la hiérarchie ministérielle. Le recours aux autorités administratives indépendantes répond d'abord à la nécessité d'assurer à l'action publique une certaine crédibilité, car elle permet de répondre aux exigences de technicité des secteurs régulés telles que l'énergie ou la finance. La création d'autorités administratives indépendantes est également un moyen d'éviter au gouvernement des situations de conflit d'intérêts, notamment lorsqu'elle continue d'opérer, à travers une entreprise publique, dans un secteur ouvert à la concurrence.

Enfin, l'un des enjeux principaux pour le secteur de l'électricité est la libéralisation effective du secteur précité. En effet, en 2020, prendra fin le contrat de la CIE détentrice du monopole de la distribution et de la commercialisation de l'électricité en Côte d'Ivoire. Une date que le gouvernement veut mettre à profit pour libéraliser le secteur dans l'espoir de diminuer les coûts de facteurs. Sur la question, le mardi 09 janvier 2018, le Directeur de l'Energie de la République de Côte d'Ivoire, a confirmé que « la finalisation et l'adoption de l'étude de libéralisation du secteur électrique est imminente ».

Figure 2 : cadre institutionnel du secteur électrique en 2014



Source : ANARE

Parallèlement à cette « armada » de réformes institutionnelles, cette période est largement propice aux possibilités de développement de l'offre d'électricité, au vu des nombreux projets qui la jalonnent. En effet, le retour à la stabilité politique en Côte d'Ivoire depuis 2012 a marqué la fin d'une longue période de déboires politiques qui a eu des effets néfastes sur les infrastructures du secteur énergétique, et dissuadé les investisseurs privés internationaux. Leur retour « massif » donne au gouvernement ivoirien « les coudées franches » pour mettre en œuvre des plans de développement stratégiques afin de revitaliser le secteur de l'électricité. L'un des objectifs de ces plans est de doubler la capacité de production d'électricité d'ici 2020 afin de répondre à la demande croissante tirée par la croissance de l'économie. En effet, la Côte d'Ivoire, dont la capacité en électricité est de 2275 MW en 2017, ambitionne de passer à 3 000 MW en 2018 et d'atteindre 4 000 MW à l'horizon 2020. Pour ce faire, de nombreux projets sont mis en œuvre dans le secteur de l'électricité. Dans le domaine de l'hydroélectricité²⁵, le gouvernement a lancé la construction de barrages, notamment ceux de Boudoubré, Louga et Gribo-Popoli (plus de 500 MW), dont les travaux ont démarré en 2017. Dans le domaine thermique²⁶, les capacités seront renforcées avec la contribution des centrales de Songon et Grand-Bassam. Le gouvernement s'attache surtout à mettre l'accent sur la diversification de l'approvisionnement en carburant, en particulier la biomasse et le charbon, et tend à se dispenser des centrales thermiques plus coûteuses que les barrages hydrauliques. Les développements futurs du secteur prévoient également de mettre l'accent sur le développement des énergies renouvelables (la biomasse, l'énergie solaire et la possibilité de recourir à l'énergie éolienne). Dans le cadre des objectifs énergétiques du gouvernement, les énergies renouvelables devraient représenter 20% de la capacité de production en Côte d'Ivoire à l'horizon 2030. D'importants investissements sont nécessaires dans le secteur afin de réaliser cet objectif au regard de la part actuelle des énergies renouvelables qui est d'environ 2%. L'accent mis par le gouvernement sur le rôle qu'auront les partenariats public-privé (PPP) semble établir les bases propices pour envisager de tels investissements. Le gouvernement ivoirien, pour réaliser sa vision 2020, a procédé en octobre 2014 au lancement du Programme Electricité Pour Tous (PEPT). En sus, le pays fournit déjà de l'électricité au Ghana, au Togo, au Bénin, au Burkina Faso et au Mali. A terme, la Côte d'Ivoire prévoit de fournir de l'électricité à la Sierra Leone, au Liberia et à la Guinée. Le pays deviendrait alors une puissance électrique « émergente » en Afrique de l'Ouest. L'extension du Gazoduc de l'Afrique de l'Ouest (GAO) en Côte d'Ivoire représente une priorité parmi les objectifs de développement du secteur de l'électricité, fournissant au pays les infrastructures indispensables pour approvisionner ses centrales électriques. Au mois de mars 2015, la Côte d'Ivoire a soumis une demande auprès du Nigéria relative à l'approvisionnement en Gaz naturel liquéfié (GNL) et à l'extension future du GAO. Le Nigéria a répondu positivement au regard des éléments préliminaires de la demande, un tel accord étant conforme avec ses objectifs visant à favoriser l'intégration économique dans le corridor de l'Afrique de l'Ouest et revitaliser le Système d'Echanges d'Energie Electrique Ouest Africain. La réalisation de l'extension du GAO à la Côte d'Ivoire devrait dépendre des relations entre la Côte d'Ivoire et ses pays voisins partenaires au GAO.

In fine, la mise en application effective de certains « pans » des réformes et projets porte progressivement ses fruits car on assiste à un processus de réhabilitation du secteur électrique, en tout cas, du point de vue de l'offre : les taux moyens annuels de croissance de l'offre et de la puissance installée passent respectivement de 3,2% (identique pour les deux variables) sur la période 1998-2011 à 9,2% et 5,8% sur la période 2011-2017 ; de même, le temps moyen de coupure, qui avait un taux annuel moyen de croissance de 11% sur la période 1998-2011, décroît de 10% entre 2011 et 2017. Le solde des échanges extérieurs est de 1648,3 GWh et la disponibilité des groupes de production est de 85% en 2017.

²⁵ Le barrage de Soubré, qui a été mis en service à la fin de l'année 2017, est l'un des plus grands barrages du pays et un projet vieux de plus de 33 ans.

²⁶ En janvier 2012, la convention avec Aggréko a été prorogée de 2 ans pour une capacité contractuelle de 100 MW, puis étendue à 200MW en juillet 2013.

IV. ANALYSE ECONOMETRIQUE²⁷

4-1 Description des variables

4-1-1 Présentation des variables utilisées

Variable offre d'électricité

Ce sont les données relatives à l'offre annuelle d'électricité livrée sur le réseau national en Côte d'Ivoire pour la période débutant en 1960 et se terminant en 2017.

Variables explicatives

Ce sont les données annuelles relatives à la puissance installée et au temps moyen de coupure en Côte d'Ivoire pour la période débutant en 1960 et se terminant en 2017.

Les valeurs moyennes des différentes variables utilisées dans le modèle sont consignées dans le TABLEAU 2.

Tableau 2: statistique descriptive des variables

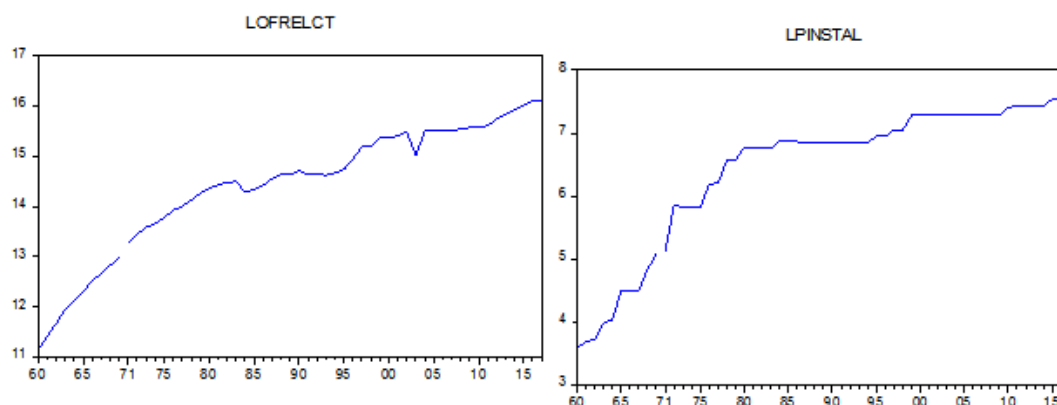
	LOFRELECT	LPINSTAL	LTPSMCOUP
Mean	14.39424	6.438142	3.400981
Median	14.63450	6.846943	3.487987
Maximum	16.12531	7.729735	4.094345
Minimum	11.14764	3.610918	2.140066
Std. Dev.	1.264618	1.147598	0.474368
Observations	57	57	57

Source : L'auteur

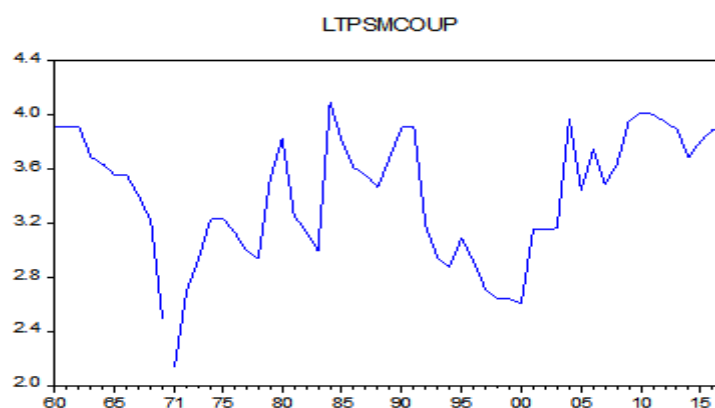
4-1-2 Représentation des variables utilisées

L'obtention de statistiques descriptives permet une première analyse des variables endogènes et exogènes. Ces dernières nous permettent d'observer l'évolution de chacune des variables incluses dans notre modèle, et d'en établir le niveau de corrélation.

Figure 3: Evolution des données de l'étude



²⁷ Nous utilisons dans cette analyse les travaux des auteurs suivants : Braun and Mittni, (1993) [32], Clemente, Montanes and Reyes (1998) [33], Goodwin and Schroeder (1991) [34], Harris (1979) [35] et Johansen (1988) [36].



Source : L'auteur

La Fig. 3 présente les variables offre d'électricité, ainsi la puissance installée et le temps moyen de coupure de la Côte d'Ivoire. Leurs examens indiquent que sur la période de 1960 à 2017 :

- ✓ L'offre d'électricité et la puissance d'installée ont augmenté progressivement ;
- ✓ le temps de coupure a connu une évolution en dent de scie sur toute la période.

4-2 Le modèle

Le modèle de l'offre d'électricité se présente comme suit :

$$\text{lofrelct}_t = \alpha + \text{lpinstal}_t + \text{ltpsmcoup}_t + u_t \quad (1)$$

Où lofrelct_t est défini comme le logarithme de l'offre d'électricité ; lpinstal_t est le logarithme de la puissance installée et ltpsmcoup_t est le logarithme du temps moyen de coupure.

Dans un contexte de cointégration, l'estimateur MCO, donne des résultats « fallacieux ». On ne peut pas faire de l'inférence sur les coefficients de long terme estimés de la régression même s'ils sont super convergents. Pour remédier à ce problème, plusieurs méthodes de cointégration sont disponibles. Tout d'abord, la méthode en une étape de Engel-Granger n'est pas recommandée ici parce qu'elle suppose des hypothèses comme exogénéité faible et la présence d'une relation de cointégration. Dans notre cas, les méthodes suivantes sont appropriées :

- le fully modified MCO (FM-MCO) de Phillips et Hansen (1992) ;
- le Canonical Cointegrating Régression (CCR) de Park (1992) ;
- le MCO Dynamic (MCOD) de Saikkonen (1992) et Stock et Watson (1993).

Toutes ces méthodes estiment une seule équation de cointégration à la fois et blanchissent les résidus de sorte qu'il est possible de faire de l'inférence.

On procédera par ces trois méthodes (FM-MCO, CCR ; MCO) pour estimer la relation de long terme entre l'offre d'électricité et les variables explicatives. Le modèle général d'une relation de cointégration peut être décrit comme suit : $y_t = \alpha + \beta X_t + \varepsilon_t$ (2)

Où β est le vecteur de cointégration représentant les coefficients de long terme (β) et X_t est le vecteur des variables explicatives ; y_t et X_t sont cointégrés si le résidu estimé est stationnaire.

Pour implémenter, il faut ajouter le nombre de retards et des avances (« laga » et « leg ») et la première différence de chaque variable explicative dans la régression précédente.

$$y_t = \alpha + \beta X_t + \sum_{j=-p}^p \sigma_j \Delta X_{t-j} + \varepsilon_t \quad (3)$$

4-3 Résultats des estimations

Le TABLEAU 3 présente les résultats de la régression MCO, pour laquelle on ne peut pas faire de l'inférence, ainsi que les résultats des régressions de cointégration CCR et FM-MCO pour l'offre d'électricité en Côte d'Ivoire. Le TABLEAU 4 présente les estimations de cointégration MCO.

Notons que les résultats pour les régressions ne montrent pas les retards et les avancées parce qu'on est intéressé ici par les relations de long terme. En outre, à cause de la présence d'autocorrélations des erreurs, les trois régressions de cointégration sont implémentées avec une taille de fenêtre de Newey-west égal à 2.

Tableau 3 : Régression MCO ; CRR et FM-MCO

Variables	MCO	CCR	FM-MCO
	Coef	Coef	Coef
LPINSTAL	0.662** (0.036)	0.659*** (0.02)	0.677*** (0.040)
LTPSMCOUP	-0.132*** (0.042)	-0.107*** (0.046)	-0.118*** (0.04)
C	9.524613	9.651*** (0,262)	9.608*** (0,372)
@TREND		0,033*** (0,003)	0.372*** (0,003)
R-squared	0.989	0.989	0.989
Fenêtre NW	NA	2	2
Ordre de l'AR blanchisseur	NA	1	1

Source : L'auteur

Pour l'interprétation de ces coefficients par exemple, il faut d'abord multiplier les coefficients par 100 parce que l'offre d'électricité est en log. Ainsi, une augmentation de 1% de la puissance installée augmente l'offre d'électricité de 67,70% selon la méthode FM-MCO. La signification des variables explicatives ne varie pas beaucoup selon la méthode de cointégration. De même, une réduction du temps moyen de coupure, augmente l'offre d'électricité de 11,80% selon la régression de FM-MCO

Tableau 4 : Regression MCOD pour l'offre d'électricité

Variables	MCOD (1,1)	MCOD (2,2)	MCOD (3,3)
	Coef	Coef	Coef
LPINSTAL	0.662** (0.036)	0.659*** (0.02)	0.677*** (0.040)
LTPSMCOUP	-0.132*** (0.042)	-0.107*** (0.046)	-0.034 (0,050))
C	9.524613	0,	9,187*** (0,380)
@TREND			0,034*** (0,002)
R-squared	0.989	0.989	0.989
Fenêtre NW	NA	2	2
Ordre de l'AR blanchisseur	NA	1	1

Source : L'auteur

Les estimations MCOD pour la Côte d'Ivoire, sur la période de l'étude, sont plus robustes si on s'arrête au MCOD (2,2). Pour la plupart des variables, les signes, la taille et la signification des coefficients de long terme varient beaucoup selon le nombre de retards et d'avance utilisé pour la plupart des variables explicatives.

V. CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

L'objectif de la présente étude est de faire une analyse descriptive et économétrique pour explorer la liaison causale entre l'offre d'électricité et les déterminants qui lui permettraient de répondre à l'enjeu d'approvisionnement énergétique en Côte d'Ivoire dans le cadre de l'introduction de la concurrence sur le marché de l'électricité. Ces derniers sont principalement, la puissance installée et le temps moyen de coupure.

L'évolution descriptive des données a d'abord montré six faits majeurs :

- entre 1960 et 2017, hormis le temps moyen de coupure qui stagne, les autres variables s'accroissent significativement ;
- durant les périodes pré-libéralisation (1960-1990) et post-libéralisation (1990-2017), hormis le temps moyen de coupure qui stagne, les variables présentent des évolutions de long terme caractérisées par un trend général à la hausse, avec un accroissement largement supérieur durant la première période ;
- durant la période post-libéralisation (1990-2017), la qualité de service s'améliore en 1990-1998 et en 2011-2017 ; en revanche, elle se dégrade en 1998-2011 ;
- la puissance installée décroît pour la première fois, en 1986-1990 ;
- la crise de pénurie d'électricité que connaît le pays en 1998-2011 est relativement plus grave que celle de 1986-1990 ;
- La puissance installée s'accroît dans toutes les périodes avec un ralentissement plus prononcé en 1998-2011.

Ensuite, concernant l'analyse économétrique, nous nous focalisons sur la relation d'équilibre de long terme de l'offre d'électricité. Nous estimons notre équation d'offre d'électricité en se servant des méthodes de

cointégrations CCR ; FM-MCO et MCO. Cette analyse confirme que la puissance installée et le temps moyen de coupure sont des déterminants de l'offre d'électricité à long terme.

Les résultats obtenus après les analyses, nous permettent de formuler des recommandations de politiques énergétiques.

D'un point de vue général, la sécurité d'approvisionnement ne doit pas être un point d'appui « exclusif » pour le monopole. L'hypothèse selon laquelle tous les usagers ont besoin du même degré de fiabilité doit être remplacée par la conception de participation des consommateurs, qui leur permet de choisir le niveau de sécurité souhaité. Ce passage pourrait lever les doutes liés à l'assurance de la sécurité d'approvisionnement électrique à long et à court terme. Il faudrait évidemment du temps pour l'installation de l'équipement nécessaire et afin que les consommateurs puissent apprendre à profiter de leur choix. Dans l'attente de cette mise en place, certaines conditions devront être remplies pour que la fourniture demeure stable : un marché véritablement concurrentiel, les mécanismes appropriés pour couvrir les risques, une autorité vigilante de surveillance de la concurrence et une régulation stable et prévisible.

Par conséquent, il est indispensable de noter que la libéralisation requiert un contexte précis qui doit être assuré afin que les bénéfices mentionnés susmentionnés apparaissent concrètement. Le plus important est un cadre qui encourage le développement de la libre concurrence. C'est à l'Etat de jouer un rôle décisif dans son établissement. Pour le protéger contre les abus du pouvoir de marché, un organe indépendant de régulation est indispensable. Si ces conditions sont remplies, à long terme la libéralisation apporte des bénéfices économiques importants pour toute la société. Cependant à court terme, certains groupes ne se rendent pas compte des gains de la libéralisation ou même éprouvent des pertes. Les entreprises verticalement intégrées peuvent se sentir menacées par la nécessité de séparer leurs activités de production de celles du transport. Les groupes de consommateurs qui auparavant profitaient des subsides pour les tarifs électriques (aux frais des autres usagers) peuvent apercevoir la libéralisation comme une perte de leurs privilèges. Enfin, les employés de la CIE vont se trouver menacés quant à la libre compétition qui demandera plus d'efficacité et de productivité de la part de la main d'œuvre.

De même, le devoir des gouvernements est d'élaborer un cadre réglementaire qui assure correctement la continuité de l'approvisionnement et pénalise ceux qui ont pris un risque excessif dont ils ne seront pas capables d'assurer les conséquences, par exemple, en se limitant à une seule technologie ou matière fossile. Par rapport à l'approvisionnement en matières premières, cela signifie une surveillance de l'extension de la dépendance nationale d'un combustible ou de sa provenance ainsi que l'évaluation des scénarios possibles sur la dépendance future et les risques associés.

En outre, l'équilibre du système électrique doit être assuré à toutes les échelles de temps :

- sur le **long terme** (plusieurs années). Cela implique que les investissements nécessaires (entre autres, augmenter la puissance installée) et leur entretien (pour garantir la qualité de service, par exemple en réduisant le temps moyen de coupure et en améliorant la disponibilité des groupes de production) soient planifiés, assortis de politiques de maîtrise de la demande qui sont fonction des contraintes susceptibles de s'exercer à l'avenir sur le système. Le parc doit être autant que possible « adapté », c'est-à-dire comporter les bonnes proportions de moyens de base, de semi-base et de pointe en fonction de la structure de la demande ;

- sur le **moyen terme** (de plusieurs mois à un an). Le parc de production est considéré comme ne pouvant être ajusté par de nouveaux investissements et il convient de le gérer (réserves hydrauliques, achats de combustible, gestion des arrêts pour maintenance, etc.). Cette fonction est typiquement assurée par les opérateurs (gestionnaires de réseau et responsables d'équilibre) selon des critères technico-économiques ;

- sur le **court terme** (la journée, voire quelques heures). Chaque acteur dispose d'un ensemble de moyens de production adéquats (sans oublier les réserves) prêts à fonctionner et/ou de contrats de vente et d'achat avec d'autres acteurs (par exemple, dans le cas des échanges extérieurs).

En sus, les interconnexions sont un élément nécessaire à la sécurité d'approvisionnement car elles permettent d'optimiser l'utilisation des moyens de production en profitant des décalages des pointes de consommation dans les différents pays. Néanmoins, les possibilités de secours en situation de pointe extrême sont limitées, en premier lieu, par le dimensionnement des interconnexions, mais aussi par la diminution des moyens de pointe garantis et par la fréquente similitude des conditions de chaque industrie électrique concernée (par exemple, la Côte d'Ivoire et les pays interconnectés). Or, l'analyse des évolutions prévues montre que, dans l'ensemble des pays concernés, les politiques énergétiques peuvent être divergentes. Outre les problèmes de gestion de réseau liés à un pourcentage élevé d'électricité non pilotable dans le mix électrique, les situations de défaillance, soit par pénurie, soit par surproduction des moyens non pilotables vont être de plus en plus fréquentes si des corrections ne sont pas rapidement apportées aux trajectoires annoncées.

Aujourd'hui, l'initiative pour l'énergie durable, lancée par le Secrétaire général des Nations Unies, est une opportunité pour pérenniser les efforts du Gouvernement ivoirien pour la fourniture d'un service énergétique durable pour les générations actuelles et futures. Cependant, quelques barrières doivent être

levées si la Côte d'Ivoire veut atteindre ces objectifs. Le cadre institutionnel doit être renforcé pour inciter à des initiatives vertueuses en faveur de l'accès universel à l'énergie, de la sobriété énergétique et des énergies renouvelables. L'accès à l'investissement demeure un frein important au développement du secteur de l'énergie, spécifiquement des énergies renouvelables. L'amélioration du cadre réglementaire et de la régulation du secteur devrait pouvoir contribuer à attirer des capitaux privés dans les technologies propres en faveur des ménages et pour l'usage industriel. La faiblesse des capacités des utilisateurs finaux constitue aussi un obstacle majeur au déploiement des technologies propres. La sensibilisation et la formation des utilisateurs finaux sont indispensables pour la vulgarisation de ces technologies propres. Il est aussi utile de prévoir un appui ou susciter un marché local de prestations de services développant ainsi une filière d'initiatives privées. La levée de toutes ces contraintes contribueront à la réduction de la pauvreté, à l'atteinte des Objectifs du Millénaire pour le Développement (OMD), au développement durable, et à la préservation de l'environnement.

En fine, dans la mise en place de la politique énergétique susmentionnée, les responsables du secteur électrique ivoirien doivent faire preuve de prudence et éviter de tomber dans un optimisme béat car garantir la sécurité de l'approvisionnement en énergie électrique demeure une « course d'obstacles » pour laquelle il faut tenir compte de l'incertitude qui est « pluridimensionnelle ». De ce fait, il est important de comprendre qu'en matière d'économie de l'électricité, l'incertitude est représentée par la croissance de la consommation d'énergie électrique, l'adoption de mesures de politique énergétique ou de stratégies commerciales, l'évolution des coûts de production, le progrès technologique, les contraintes liées à l'environnement. Il convient de relever que dans certains cas, on essaie de ramener l'incertain au certain par des abattements de sécurité sur les valeurs probables...

REFERENCES

- [1]. A. Stasiakowska, Le marché Intérieur d'Electricité. Entre la libéralisation et la sécurité d'approvisionnement en électricité, (Genève, Institut Européen de l'Université de Genève, Collection Euryopa, vol. 63-2009, mémoire pour le DEA en études européennes, septembre 2008).
- [2]. Commission Européenne, Livre vert. Vers une stratégie européenne de sécurité d'approvisionnement énergétique, COM(2000) 769 final, 29 novembre 2000.
- [3]. H. Leibenstein, Allocative efficiency versus X-inefficiency, American Economic Review, vol. 56, 1966, pp. 392-415, cite par V. Curzon-Price, Théorie de l'intégration économique, (Genève, Polycopié Université de Genève, 2001-20012, p. 96).
- [4]. F. Romerio et M. Zarin-Nejadan, Les risques d'approvisionnement liés à la libéralisation du marché de l'électricité », Economie romande, n° 8, décembre 2001, pp. 23-24.
- [5]. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA), Learning from the blackouts. Transmission System Security in Competitive Electricity Markets, (Paris, OECD, 2005).
- [6]. J.C. Moorhouse, Competitive markets for electricity generation », The Cato Journal, vol. 14, n° 3, 1995, pp. 421-441.
- [7]. C.-K.Woo, Efficient Electricity Pricing with Self-Rationings, Journal of Regulatory Economics, n° 2, 1990, pp. 69-81.
- [8]. H.-P. Chao and R. Wilson, Priority Service: Pricing, Investment, and Market Organization », American Economic Review, n° 77, 1987, pp. 899-916. P. Krugman et M. Obsfeldt, Economie internationale, De Boek Université, 1992, p. 160, dans V. Curzon-Price, Théorie de l'intégration économique, (Genève, Polycopié Université de Genève, 2001-2002, p. 139).
- [10]. D. Yergin, Ensuring Energy Security», Foreign Affairs, Vol. 85, Issue 2, Mar/Apr 2006, pp. 69-82.
- [11]. E. Salies et al., L'électricité est-elle un bien public?, Revue de l'OFCE, N° 101, avril 2007, pp. 399-420.
- [12]. E. Gnansounou, Indépendance énergétique et sécurité d'approvisionnement », Notes de synthèse de la Fédération romande pour l'énergie, Mai 2000.
- [13]. C.-K.Woo et al., Electricity market reform failures: UK, Norway, Alberta and California», Energy policy, n° 31, septembre 2003, pp. 1103-1115.
- [1 4]. D. M. Newberry, Liberalising Electricity Markets, presented at the 25th Annual IAEE International Conference held at Aberdeen on 28 June 2002.
- [15]. J.-M. Chevalier, L'impact de la crise californienne sur la sécurité d'approvisionnement et la politique énergétique, présenté à la Conférence des 7-8 février 2002 sur l'Ouverture des marchés énergétiques : conséquences sur les missions de service public et de sécurité d'approvisionnement pour l'électricité et le gaz.
- [16]. B. Esnault, Les nouvelles formes de marchés électriques et choix d'investissement », Cahier de recherche de CGEMP, n° 1, Mai 2002.
- [17]. M. Boiteux, Les ambiguïtés de la concurrence, Électricité de France et la libéralisation du marché de l'électricité, Futuribles, n° 331, juin 2007, pp. 5-16.
- [18]. J.H. Keppler, Sécurité des approvisionnements énergétiques en Europe : principes et mesures », Note de l'IFRI, Avril 2007.
- [19]. R. Priddle, Security of supply in liberalised electricity market, présenté à Euroelectric Annual Convention, 2000.
- [21]. EECI, Rapports annuels, (Abidjan, 1960-1991).
- [22]. CIE, Rapports annuels, (Abidjan, 1992-2017).
- [23]. BNETD, Rapports d'activité, (Abidjan, 1990-1998).
- [24]. Ministère du Pétrole et de l'Energie, (Abidjan, Document de travail, 2016-2017).
- [25]. CIPREL, Rapports d'activité, (Abidjan, 1999-2017).
- [26]. Cinery, Rapports d'activité, (Abidjan, 2000-2017).
- [27]. ANARE, Rapports d'activité, (Abidjan, 1999-2016).
- [28]. BCEAO, Statistiques économiques 1960-2015
- [29]. Banque Mondiale, Statistiques des rapports sur le développement 1978-2015.
- [30]. R. Capri, Development of the Electricity Sector and Economic Growth in Cote D'ivoire between 1960 And 2008, IOSR Journal of Economics and Finance, Vol. 8, Issue 4, Ver. II, Jul.-Aug. 2017, pp. 54-66.

- [31]. CI-ENERGIES, Faire de l'électricité le moteur de l'émergence, L'Etat Actionnaire n° 3, mai 2017, pp. 14-16.
- [32]. ANARE, Le Code de l'électricité, Rapport d'activité, (Abidjan, 2014).
- [33]. P.A. Braun and S. Mittni, Misspecifications in vector autoregressions and their effects on impulse responses and variance decompositions, *Journal of econometrics*, 59(3), 1993, pp. 319-341.
- [34]. J. Clemente, A. Montanes and M. Reyes, Testing for a unit root in variables with a double change in the mean, *Economics letters*, 59(2), 1998, pp. 175-18.
- [35]. B.K. Goodwin and T.C. Schroeder, Cointegration tests and spatial price linkages in regional cattle markets, *American journal of agricultural economics*, 73, 1991, pp. 452-464.
- [36]. B. Harris, There is method in my madness: or is it vice versa, *Food research institute studies*, 17, 1979, pp. 197-218.
- [37]. S. Johansen, Statistical analysis of cointegration vectors, *Journal of economic dynamics and control*, 12(2), 1988, pp. 231-254.

Roger CAPRI" Opening To Competition and Electricity Offer in Cote D'ivoire: Opportunities And Issues" *International Journal of Modern Engineering Research (IJMER)*, vol. 09, no. 3, 2019, pp 16-40