

# Analyse Des Determinants De La Consommation D'électricite En Cote D'ivoire Entre 1960 Et 2019

## Analysis Of The Determinants Of Electricity Consumption In Cote D'ivoire Between 1960 And 2019

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

**Résumé:** L'objectif de cette étude est de faire une analyse sur les déterminants (représentés par le nombre d'abonnés, le prix moyen et le temps moyen de coupure) de la consommation d'électricité en Côte d'Ivoire entre 1960 et 2019. Pour ce faire, après avoir présenté une revue de littérature et une analyse descriptive, l'étude s'attarde sur une analyse économétrique (stationnarité, cointégration, corrélation et causalité). Les résultats auxquels nous sommes parvenus montrent que : à court terme, la consommation d'électricité est négativement impactée par le prix moyen d'électricité mais le nombre d'abonnés et le temps moyen de coupure ne semblent pas avoir un impact sur la consommation d'électricité ; à long terme, le nombre d'abonnés et le temps moyen de coupure impactent positivement la consommation d'électricité, mais, comme dans le court terme, le prix moyen d'électricité impacte négativement la consommation d'électricité.

**Mots clés** – Consommation, Côte d'Ivoire, Electricité

**Summary:** The objective of this study is to analyze the determinants (represented by the number of subscribers, the average price and the average outage time) of electricity consumption in Côte d'Ivoire between 1960 and 2019. For To do this, after having presented a literature review and a descriptive analysis, the study dwells on an econometric analysis (stationarity, cointegration, correlation and causality). The results we have achieved show that: in the short term, electricity consumption is negatively impacted by the average price of electricity, but the number of subscribers and the average outage time do not seem to have an impact on the consumption of electricity. 'electricity ; in the long term, the number of subscribers and the average outage time have a positive impact on electricity consumption, but, as in the short term, the average price of electricity has a negative impact on electricity consumption.

**Key words** - Consumption, Electricity, Ivory Coast

Date of Submission: 06-05-2020

Date of Acceptance: 19-05-2020

### I. Introduction

L'énergie a joué et continue de jouer un rôle majeur dans le développement humain et économique ainsi que dans le bien-être des individus et des groupes sociaux partout dans le monde. Par exemple, le bois de chauffage est utilisé depuis des siècles pour faire du feu, tandis que les premières civilisations utilisaient déjà le vent pour l'industrie, les services, les habitations, le transport etc. De nos jours, il existe diverses sources d'énergie, certaines sont renouvelables (énergie solaire, éolienne, etc.) tandis que d'autres sont épuisables (les sources fossiles : hydrauliques, charbon, etc.). Les hydrocarbures constituent, depuis leurs découvertes vers la fin du 19<sup>ème</sup> siècle, la principale source d'énergie mobilisée partout dans le monde pour la production d'énergie.

Depuis quelques années, en effet, la coopération internationale reconnaît l'accès aux services essentiels comme une des priorités du développement, en témoignent les diverses déclarations d'intention à ce sujet. Plus directement, la reconnaissance de l'énergie comme un service essentiel n'a pas toujours fait l'unanimité. Le traitement réservé à l'accès à l'énergie dans l'aide publique au développement rejoint en grande partie les débats sur le rôle du secteur privé dans l'accès aux services essentiels. A la fin des années 1980, la Banque mondiale et ses homologues de l'aide bilatérale ont cherché à restructurer le secteur énergétique des Pays En Développement (PED), ont mis fin à l'intervention directe des États dans la gestion des entreprises publiques et ont ouvert le marché de l'électricité aux grandes multinationales. Dans les années 1990, l'énergie était encore exclue des priorités des politiques d'aide au développement, et absente des Documents Stratégiques de Réduction de la Pauvreté impulsés par le Fonds Monétaire International (FMI) et la Banque mondiale en 1999. Ce choix est maintenant remis en cause, l'accès à l'énergie est de nouveau considéré comme un des éléments essentiels des

politiques de développement. Le développement d'approches participatives vise en premier lieu à apporter des réponses aux nombreux échecs qu'ont connus les programmes d'accès aux services essentiels et au constat de leur inadéquation face aux besoins des populations et aux contextes locaux. Reposant trop souvent sur une offre technologique, ces projets ont donné peu de place à l'analyse de la demande des populations et négligé des éléments essentiels à la pérennité des projets (contexte socioculturel, mode de gestion, équilibre financier à long terme, etc.). Il apparaît aujourd'hui clairement que les poids respectifs des contextes technico-institutionnels, économiques, politiques et sociaux demeurent extrêmement structurants dans l'analyse de la durabilité des solutions proposées par les « formules » de développement.

En outre, les approches par la demande puisent généralement leurs fondements conceptuels dans la littérature sur la modélisation des choix énergétiques et la substitution énergétique. Ces approches se focalisent avant tout sur des facteurs techniques, économiques et démographiques (PIB, prix de l'énergie, technologie, efficacité énergétique, population, pouvoir d'achat, etc.). Les modèles de prévision de la demande en milieu rural des PED, comme ceux d'Afrique, ne parviennent pas à prédire avec précision la consommation, en particulier dans les zones rurales qui ne sont pas raccordées. Beaucoup de recherches restent à faire en la matière. Les travaux sur l'absorption des innovations technologiques démontrent l'importance d'étendre l'analyse à des facteurs sociaux et à des composantes plus subjectives.

En matière d'électricité, depuis l'accession à l'indépendance, la politique ivoirienne a opté pour le développement du secteur précité, avec la volonté affichée de satisfaire la demande sur tout le territoire national. Cette option politique aura une implication majeure sur le développement du parc de production, les réseaux de distribution et de transport. Au fil du temps, l'évolution de la consommation d'électricité, dans des proportions imprévues conjuguée à l'importante d'indisponibilité de capacités de production, et aux retards accusés dans le renforcement de l'infrastructure, ont conduit à l'exploitation du système électrique aux limites, dégradant ainsi la qualité de service rendu aux clients. Suite à la libéralisation du secteur électrique, le réseau vise également à remplir un rôle dans la facilitation du marché de l'électricité et à faire en sorte qu'un maximum de transaction commerciale puisse s'exécuter. Dans ce contexte, le réseau doit permettre toute transaction entre différents nœuds du réseau et au-delà de la frontière des états. Donc, l'équilibre offre-demande doit être assuré à tout moment dans les meilleures conditions de coût et de sécurité, la consommation étant un préalable à la planification de l'offre. En effet, l'électricité représente un maillon très important du processus de développement. Il joue un rôle prépondérant du secteur productif et contribue à améliorer le capital humain des populations, notamment l'éducation et la santé. Garantir une offre d'alimentation électrique non interrompue est économiquement, socialement et politiquement essentielle pour toute économie en développement. Pour les ménages, l'électricité représente un service essentiel dans leurs vies quotidiennes (Munasinghe, 1980) [1]. L'Afrique est caractérisée par une faible production et les pannes fréquentes d'électricité.

En Côte d'Ivoire, l'électricité joue un rôle important dans l'approvisionnement énergétique de différents secteurs de l'économie pour leurs activités quotidiennes. Les secteurs industriels, commerciaux et résidentiels consomment l'électricité pour combler leurs différents besoins énergétiques. La demande d'électricité des différents secteurs dépend de nombreux facteurs. Notre objectif sera d'analyser l'importance de ces facteurs afin de mieux comprendre les variations de consommation d'électricité dont l'un des principaux est le niveau de sensibilité des consommateurs aux prix de l'électricité. Pour mesurer l'importance des différents déterminants de la demande d'électricité, il faut une compréhension du marché dans son ensemble. Il devient alors essentiel de connaître de façon précise les variables qui influenceront le comportement des consommateurs. En effet, dans ce pays, l'accès à l'énergie électrique, constitue une contrainte pour les entreprises et la population de plus en plus croissante. Or, la croissance démographique, associée à la modernisation des équipements peut entraîner une hausse de la demande en électricité face à une offre constante, insuffisante, qui se raréfie et engendre souvent des crises énergétiques. Certains chercheurs estiment que les entreprises et les ménages paient un lourd tribut dû aux fréquentes coupures d'électricité. Un autre facteur, non des moindres au développement de l'électrification, est son prix qui demeure trop élevé. Ainsi, toute chose égale par ailleurs, toute augmentation excessive des tarifs, des redevances ou taxes imposée aux entreprises et à la population va pénaliser cette population (baisse de la consommation) et la compétitivité de ces entreprises (augmentation des coûts de production). Par conséquent, les abonnés, connectés au réseau électrique national, sont fortement pénalisés par les facteurs susmentionnés.

Pour ce faire, l'objectif de cette étude est de faire une analyse sur les déterminants de la consommation d'électricité en Côte d'Ivoire entre 1960 et 2019. Ainsi, nous faisons une analyse descriptive et économétrique pour déterminer la liaison causale entre cette consommation et les variables suivantes : le prix moyen et le nombre d'abonnés d'électricité ainsi que le temps moyen de coupure. A ce sujet, nous utilisons des données issues d'entreprises d'électricité en Côte d'Ivoire 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 Une approche théorique**

#### **2-1-1 Les déterminants économiques de la consommation**

La consommation apparaît bien comme une fonction économique fondamentale. Il est généralement admis de dissocier les déterminants microéconomiques et macroéconomiques de la consommation, même si les modèles macroéconomiques tendent aujourd'hui à intégrer des comportements microéconomiques (hypothèse du comportement représentatif). Par conséquent, cette revue de littérature a préalablement un objectif majeur : décliner les déterminants économiques de la consommation.

Dans un ouvrage intitulé « The Economic Approach to Human Behavior », Becker (1976) [2] a montré que le consommateur avait tendance à arbitrer entre les produits non seulement en fonction de leur prix mais également des gains de temps permis par l'usage de ces produits. Le temps est ainsi introduit sous l'angle d'une contrainte. Considéré comme une ressource rare qui s'impose au même titre que le revenu, le temps devient indissociable de la décision d'achat. En effet, la décision de consommer un montant déterminé de marchandises, requiert qu'un certain montant de temps minimum soit alloué aux individus, toutefois ceux-ci peuvent dépenser plus de temps dans une activité s'ils le désirent. Les consommateurs doivent ainsi maximiser leur utilité sous la double contrainte du revenu et du temps. Il s'agit selon Becker de répondre à la question suivante: "Sachant que l'individu a une journée de 24 h, quel est le montant de biens et de temps qui maximise sa fonction d'utilité ?". C'est donc la rareté du temps (la ressource temps est en effet disponible dans un montant limité) qui engendre un coût d'opportunité positif.

L'analyse néo-classique construisait la fonction de demande d'un bien en privilégiant la relation prix et quantité demandée. Keynes (1969) [3] propose de relier la consommation globale avec le revenu. Il s'appuie ici sur l'existence d'une loi psychologique fondamentale selon laquelle «en moyenne et la plupart du temps, les hommes tendent à accroître leur consommation au fur et à mesure que le revenu croît, mais non d'une quantité aussi grande que l'accroissement du revenu» Le revenu global aurait ainsi deux emplois : la consommation C et l'épargne S, ainsi  $R = C + S$ . L'épargne apparaît comme un élément résiduel, dépendant de la consommation, elle-même dépendant du revenu. Tout revenu est partagé en consommation et en épargne. La relation entre la consommation et le revenu peut s'exprimer par le biais des propensions à consommer.

Des études ont montré que l'analyse de Keynes était vérifiée lorsque l'on comparait à un moment donné les budgets de différents ménages ayant des niveaux de revenus différents (les ménages les plus riches ont proportionnellement une épargne plus importante que les ménages pauvres) et ceci sur une courte période. Toutefois d'autres économistes ont montré, en se fondant sur une étude de la consommation aux Etats Unis de 1869 à 1938 (c'est à dire sur une longue période) que l'analyse de Keynes se trouvait invalidée par le fait que la propension moyenne à consommer était restée constante sur cette période. Les recherches poursuivies depuis Keynes sur la fonction de consommation ont enrichi l'analyse en introduisant des éléments négligés par la théorie keynésienne.

De même, la prise en compte du patrimoine implique que la consommation des ménages peut ne pas être financée par les seuls revenus. Certains d'entre eux peuvent disposer d'actifs monétaires liquides ou d'actifs réels ou financiers qu'ils peuvent vendre pour effectuer des achats, notamment de biens de consommation durable.

En sus, selon l'hypothèse des encaisses réelles de Pigou (1956) [4], la hausse du niveau général des prix diminue la valeur réelle des encaisses, alors que la baisse du niveau général des prix augmente leur valeur. Il s'ensuit que les consommateurs, dans le premier cas, auront tendance à réduire leur consommation, et à l'augmenter dans le second cas. Ceci se retrouve dans les calculs du pouvoir d'achat des consommateurs (c'est à dire de la consommation en termes réels).

L'analyse keynésienne reposait sur l'hypothèse du revenu courant : les changements de consommation de la courte période dépendaient des variations du seul revenu courant. Or Duesenberry (1949) [5] montre que le niveau de consommation atteint pendant une période donnée dépend non seulement du revenu courant mais aussi du niveau le plus élevé atteint pendant la période précédente. Il s'ensuit qu'au cours d'une crise économique ou d'une récession, les consommateurs s'efforcent de défendre le genre de vie précédemment adopté. Cette persistance des habitudes de consommation se traduit, en période de baisse conjoncturelle des revenus, par une augmentation de la propension marginale à consommer. La consommation ne suit pas proportionnellement la baisse du revenu. C'est ce que l'on appelle l'effet Cluquet ou de Crémaillère de Duesenberry.

Dans sa théorie du revenu permanent, Friedman (1957) [6] avance que les valeurs de la consommation et du revenu prévues par le consommateur, dépendent non seulement du montant des recettes et des dépenses en

cours, mais également des constatations du passé et des anticipations sur l'avenir. Les valeurs de la consommation et du revenu prévues sont appelées revenu permanent et consommation permanente. Ceux-ci sont à distinguer de la consommation transitoire et du revenu transitoire qui n'ont pas d'influence sur la loi générale de la consommation de Friedman. Ce dernier ajoute qu'il existerait une stricte proportionnalité entre la consommation permanente et le revenu permanent : « Les consommateurs adapteraient leur consommation à l'évolution de leur revenu permanent et non au revenu courant. »

Enfin, certains économistes partent du principe que pour chaque ménage, il existe un cycle de vie caractérisé à chaque âge par une étape dans la carrière et la vie familiale. A chaque étape de la vie active et de la retraite correspondent un niveau de revenu et certains besoins spécifiques (premier équipement, acquisition du logement, éducation des enfants...). Dès lors, les dépenses sont étalées dans le temps grâce à l'épargne et le crédit. En cas de contraction cyclique, le niveau de consommation reste stable de période en période aux dépens de l'épargne. Ainsi la consommation d'une période dépend non pas du revenu courant, mais de l'estimation que les agents économiques font de la somme actualisée des revenus perçus ou à percevoir au cours de leur vie. En l'absence d'héritage et d'incertitude sur le revenu ou la durée de vie, la richesse finale est nulle. Ainsi, toute l'épargne accumulée par un individu est dépensée au cours de sa vie.

La modélisation du comportement du consommateur, telle qu'elle est suggérée en microéconomie, repose sur trois hypothèses importantes : le choix individuel du consommateur, l'information parfaite sur l'offre de biens ainsi que sur le niveau de ses besoins, l'hypothèse de rationalité qui insiste sur le fait que le consommateur cherche à maximiser la satisfaction retirée d'un bien sous la contrainte de son budget. Ces hypothèses majeures, orientent ensuite notre revue de littérature sur une contrainte de taille qui influence énormément le consommateur d'énergie électrique en Afrique : les difficultés de l'accès à cette source d'énergie malgré les multiples politiques de développement mises en place pour y remédier.

### **2-1-2 Politique de développement et demande d'électricité**

Dans son article sur l'accès à l'eau et à l'électricité dans les pays en développement, Botton (2005) [7] analyse l'approche par la demande d'électricité. Deux idées structurantes des évolutions récentes du monde du développement, souvent présentées comme des processus en écho, font aujourd'hui consensus autant auprès des bailleurs de fonds que des responsables sur le terrain : (1) Les nombreux constats d'échecs de projets de développement nous permettent d'affirmer qu'il est souhaitable de changer de manière de travailler et de s'extraire des logiques « d'offre technique » guidée par la simple rationalité des développeurs ; (2) Afin d'optimiser l'adéquation entre ressources disponibles pour les projets et besoins de développement, il est désormais incontournable d'établir des priorités, d'évaluer les besoins des populations et de comprendre leurs pratiques afin d'adapter l'offre au plus près de la demande réelle d'électricité. Pour ce faire, chacun s'investit d'une mission de renouvellement des pratiques du développement en invoquant la participation des populations à la définition des projets, la nécessité d'entrer plus avant dans la compréhension et l'analyse des modes de vie et des contextes locaux pour, *in fine*, pouvoir dresser un panorama des « vides » à combler et des « leviers » à activer. En effet, un rapide retour sur la littérature propre aux questions de développement permet de rappeler que l'implication des populations dans les projets de développement ne constitue en rien une démarche novatrice (Leroy, 2005) [8].

En effet, le « renversement de logique » dont se targuent de nombreux acteurs du champ du développement, désireux de « rompre avec une logique d'offre technologique » afin de « coller au plus près des besoins », en termes d'électricité, des populations semble avoir une sonorité particulière depuis l'énoncé des mandats-cadres que constituent les Objectifs pour le Millénaire en matière de Développement (OMD<sup>1</sup>), favorables à l'accès aux « biens de première nécessité » tels que l'énergie par les populations les plus démunies dans le monde. Si la prise en compte de la demande d'électricité des populations dans la définition des programmes de développement n'implique pas une démarche véritablement nouvelle, elle se pose désormais clairement comme un élément incontournable des politiques à mettre en œuvre. C'est bien sa dimension d'« outil » dans la lutte contre la dispersion des ressources et dans la poursuite d'un objectif d'adéquation de l'offre à la demande, et donc, *in fine*, son efficacité économique et sociale qui est aujourd'hui mobilisée. Encore faut-il être capable, pour dévoiler tout l'intérêt du renouveau d'une telle approche, de pouvoir en identifier les enjeux et de faire dialoguer ces enjeux avec des modes opératoires adéquats.

En effet, les différentes visions de la « demande » ont fait l'objet d'analyses qui permettent, malgré des approches exclusivement sectorielles (entre autres, électrique), d'appréhender la question dans toute sa complexité. La grande difficulté que posent les approches par la demande réside dans la juste adéquation entre

<sup>1</sup> Lors du sommet mondial pour le développement durable de Johannesburg en 2002, le Secrétaire général de l'ONU, Kofi Annan, dans le cadre des OMD, a identifié cinq champs d'action qui devaient être privilégiés lors des débats : la santé, l'eau et l'assainissement, l'énergie, la productivité agricole, la biodiversité et la gestion des écosystèmes.

le dimensionnement d'une offre technique (à un coût donné) et l'évaluation d'une demande « incertaine ». Cette incertitude s'explique par une série d'éléments:

- la demande est multifactorielle. Elle est, en effet, déterminée par une multiplicité de facteurs : revenu des ménages, niveau d'éducation, genre, dispositifs existants, coût, disponibilité, acceptabilité sociale, culturelle et politique, etc., qui varient d'une personne à l'autre et/ou d'une collectivité à l'autre ;
- la demande est incertaine (à la fois « hypothétique » et « dynamique) : il s'agit d'estimer ou de prévoir les usages qui seront faits du service avant même l'installation des infrastructures, mais il s'agit aussi de penser la demande comme un processus en « boule de neige » (surtout pour le service électrique), les besoins évoluant une fois les dispositifs techniques installés ;
- Les approches de développement « par la demande » pêchent souvent par leur cloisonnement sectoriel. A vouloir développer des projets d'électrification rurale, par exemple, on en oublie parfois la question essentielle et pourtant absente de nombreux projets : « est ce vraiment de ce(s) service(s) ou de ces formules de services dont les populations ont besoin en priorité ? ». Surtout que le service de l'électricité dans les pays en développement est décrié par la relative faiblesse de sa qualité !

### **2-1-3 La « non-qualité » du service de l'électricité**

Rappelons que les défaillances du courant électrique peuvent affecter l'amplitude de la tension, la fréquence, la symétrie et la forme d'onde. Pour l'électricité, le respect des tolérances sur les divers paramètres précités, réside dans le bon fonctionnement du système, et cela de façon simultanée. Si les problèmes de fréquence sont exceptionnels, ce n'est pas le cas des trois autres paramètres, qui peuvent souffrir de creux de tension, de surtensions, de flickers (fluctuations rapides de l'amplitude de la tension) ou encore de perturbations harmoniques. Si les défaillances susceptibles de porter atteinte à la qualité de fourniture de l'électricité ne concernent qu'un très petit nombre de paramètres, leurs conséquences sont en revanche extrêmement nombreuses, allant de la grande panne collective à de simples perturbations ponctuelles et localisées. Chacun a eu l'occasion de constater, pendant quelques courts instants, la variation de luminosité ou le papillotement d'une lampe. Cet effet optique, dû aux flickers, n'est que l'un des innombrables aspects de ce que l'on peut qualifier de « non-qualité » de l'électricité. Ces désagréments ne trouvent pas tous leur origine dans le réseau électrique : des zébrures sur l'écran d'un téléviseur peuvent être dues à des variations de tension, mais aussi à la présence d'un autre appareil électrique en fonctionnement dans l'appartement ou chez un voisin (Ménager A., 2000) ) [9].

Dans la littérature économique, il existe deux types de pannes d'électricité collectives à savoir : les pannes planifiées et les pannes non planifiées. La panne planifiée est un évènement prévu. Dans ce cas, la société responsable de la distribution de l'énergie électrique annonce à l'avance la période des coupures et informe les consommateurs sur les raisons de la panne. La panne non planifiée est un évènement imprévu qui surprend la clientèle car aucune annonce n'est faite aux consommateurs à l'avance. Dans la littérature, les pertes liées aux pannes d'électricité varient selon le type d'interruption ; en effet les pertes attribuables aux interruptions non planifiées d'énergie électrique sont plus importantes que celles planifiées (Wijayatunga et Jayalath, 2008) ) [10]. Dans le cas des pannes courtes, les pertes de rendement sont faibles et disproportionnées. L'absence de fiabilité dans l'approvisionnement en électricité mène généralement à une augmentation de l'incertitude dans les entreprises et à un faible retour sur l'investissement, qui entravent sérieusement la prospérité des « affaire ». Quand l'électricité est temporairement indisponible, on parle d'une interruption. Selon les recommandations de l'Institut des Ingénieurs et Electroniciens Electriques (IEEE), une interruption est définie comme une perte complète de tension de courant ou de charge d'alimentation (IEEE, 1995) [11]. Il y a deux durées principales d'interruptions : celles courtes et celles qui sont longues (Tristiou, 2003) [12]. Les interruptions courtes sont celles dans lesquelles la tension tombe en-dessous de 0.1 unité pour une période plus courte ou égale à une minute. Les longues interruptions sont celles pour lesquelles la tension tombe à zéro pendant une période au-dessus d'une minute (Willis et Garrod, 1997) [13]. L'effet des interruptions sur les consommateurs change selon le type de client, la période de l'occurrence, la durée de l'interruption, la fréquence de l'occurrence, etc. (nous analyserons cet aspect, de manière approfondie, dans l'approche empirique). Traditionnellement, pour beaucoup de clients, l'impact d'une interruption est une « fonction » croissante de la durée de l'interruption. Cependant, en raison de la modernisation de l'industrie et de l'augmentation de l'appareillage électrique et de l'électronique, l'effet des interruptions a changé au cours des années. Les industries préfèrent les longues durées d'interruptions à plusieurs interruptions de courte durée (Diboma et Tamo, 2007) [14]. En effet, les nombreuses coupures de courte durée occasionnent plus de coûts dans l'entreprise ; il s'agit des coûts liés aux pertes de production, au remplacement ou à la réparation des matériels endommagés, aux pertes de matières premières, au non-respect de contrats avec des clients, aux coûts de la main d'œuvre pendant les interruptions. En définitive, si le client subit des coûts liés à ces pannes, il doit également faire face à la problématique de la tarification de l'électricité.

#### **2-1-4 La réglementation tarifaire : du monopole à la concurrence**

Dans son article, Baranes Edmond, (1998) [15] dresse un panorama des problèmes liés à la réglementation des activités en réseaux récemment ouvertes à la concurrence. Les mouvements de libéralisation ont conduit progressivement à concevoir de nouveaux modes de réglementation des activités en réseaux. D'une part, devant l'échec des modes de régulation traditionnels, certains pays ont mis en place des systèmes de réglementation qui incitent davantage les entreprises à une gestion efficace de leurs activités.

##### *Les réglementations traditionnelles*

Les évolutions économiques et technologiques, qui ont conduit à accroître la place de la concurrence dans les activités en réseaux, ont fait naître progressivement, parmi les autorités gouvernementales, le sentiment d'un contrôle inefficace des grands monopoles. En effet, traditionnellement, les modes de réglementation tarifaire n'incluaient pas de principe visant à inciter les monopoles à adopter des règles de gestion efficaces. Les principales pratiques, qui n'ont été qu'imparfaitement mises en œuvre, sont la réglementation dite de Ramsey-Boiteux (1956) [16] et les réglementations de type « cost plus » dont la réglementation par le taux de rendement est un exemple particulier. La réglementation de Ramsey-Boiteux préconise que le déficit éventuel de l'entreprise en charge de la gestion et de l'exploitation du réseau soit financé par une tarification supérieure au coût marginal. Plus précisément, l'écart du prix d'un bien par rapport au coût marginal doit être d'autant plus élevé que l'élasticité de la demande de ce même bien est faible. En d'autres termes, la tarification consiste en la mise en place d'un système de subventions des biens, ou groupes d'utilisateurs, à faible élasticité vers ceux à forte élasticité. De manière générale, la tarification de second rang telle qu'elle est définie ici permet de résoudre les situations dans lesquelles les transferts directs entre l'Etat et les entreprises ne sont pas autorisés. Cependant, ce type de tarification se heurte à des difficultés pratiques tenant à la méconnaissance des élasticités prix de la demande et de la fonction de coût de l'opérateur par le régulateur.

La réglementation par le taux de rendement s'inscrit dans le cadre plus général de la régulation de type « cost plus ». Tant que des transferts directs de l'autorité publique vers l'opérateur sont possibles, le principe de régulation par le coût est simple : sa mise en œuvre consiste en un remboursement des coûts par l'Etat à l'entreprise régulée. Ce principe de remboursement direct suppose toutefois que le régulateur soit parfaitement informé sur la nature et le niveau des coûts. Dans le cas, plus réaliste, où les transferts entre l'autorité publique et l'opérateur ne sont pas autorisés, la couverture des coûts s'opère directement par la tarification des services offerts par l'entreprise publique. Le principe est le suivant : l'opérateur annonce ses coûts et le régulateur fixe les tarifs de façon à assurer à l'entreprise un taux de rendement pour le capital jugé « juste » (Laffont, 1994) [17]. Toutefois, la facilité d'implémentation de ce mode de réglementation ne doit pas voiler ses principaux inconvénients :

- en premier lieu, la réglementation par le taux de rendement du capital conduit à un phénomène de surinvestissement ; cet effet porte dans la littérature le nom des deux économistes qui ont mis les premiers en évidence cette distorsion<sup>2</sup> : l'effet d'Averch et Johnson (1962) [18] ;
- En second lieu, il apparaît que ce mode de réglementation ne comporte pas de mécanisme incitatif conduisant l'entreprise à minimiser ses coûts. Le principe correspond à une procédure de remboursement des coûts des services offerts par l'opérateur, or ce système n'incorpore pas par nature de pénalisation lorsque les accroissements de coûts sont excessifs.

##### *Les réglementations incitatives : la recherche d'une gestion efficace*

Les travaux théoriques récents portant sur les nouvelles formes de réglementation accordent une place prépondérante au problème des incitations. Une fois admise la séparation entre les activités amont en monopole et les activités aval qui relèvent de la concurrence, il convient d'instaurer des mécanismes efficaces de réglementation de l'activité en amont. L'amélioration de l'efficacité du monopole en place peut être obtenue de deux manières différentes : en faisant jouer directement ou indirectement la concurrence, ou en instaurant entre l'autorité de réglementation et le monopole une relation contractuelle :

- en premier lieu, la concurrence potentielle peut discipliner le monopole en rendant le marché contestable. Un ensemble de travaux théoriques, synthétisés dans Baumol, Panzar et Willig (1982) [19], montre alors sous quelles conditions il est possible de s'affranchir d'une réglementation « lourde » pour conduire le monopole à un comportement efficace. D'autres travaux montrent comment la stimulation effective de la concurrence peut conduire à des résultats de même nature ;

---

<sup>2</sup> En garantissant à l'entreprise régulée un taux de rendement du capital au moins égal au taux du marché, l'autorité régulatrice incite celle-ci à distordre ses choix productifs : la substitution du capital au travail conduit pour chaque unité à une augmentation du profit de l'entreprise. Les quantités des facteurs de production (capital et travail) choisies par l'entreprise ne sont pas optimales.

- En second lieu, la reconnaissance de l'importance des asymétries d'information entre le régulateur et les entreprises réglementées permet d'éviter les principales critiques adressées à l'encontre des réglementations traditionnelles. Le foisonnement des travaux théoriques sur ce sujet (Laffont et Tirole, 1993) [20], conduit à redéfinir totalement le mode de régulation. Ainsi, la prise en compte de l'asymétrie d'information dans les procédures de réglementation se fait à travers l'introduction de deux phénomènes : la sélection adverse et le risque moral. D'une part, la sélection adverse traduit l'incapacité du régulateur à observer les coûts réellement supportés par l'opérateur. D'autre part, le risque moral tient compte de la difficulté qu'a le régulateur à agir sur le niveau d'effort de l'opérateur en vue d'abaisser ses coûts. Le principe de base de cette régulation incitative est relativement simple : les relations contractuelles entre le régulateur et l'opérateur doivent pallier les deux sources d'inefficacité que constituent les problèmes informationnels qui viennent d'être énoncés (sélection adverse et risque moral). Il convient alors de proposer au monopole, non plus un mode unique de réglementation, mais un menu de contrats qui le conduirait à ne pas manipuler stratégiquement l'information privée qu'il détient<sup>3</sup>.

La réglementation par les plafonds de prix (« price cap ») est un cas particulier de la réglementation incitative. Elle est apparue dans la pratique comme un moyen de résoudre le principal problème rencontré par la réglementation par le taux de rendement: le manque d'incitation à la minimisation des coûts. Ce mécanisme est actuellement le plus utilisé pour la réglementation des grandes entreprises de réseaux. Il est pratiqué aussi bien dans le domaine des télécommunications (en Grande-Bretagne et aux Etats-Unis) que dans le domaine de l'électricité (en Grande Bretagne). La forme la plus simple de réglementation par les plafonds de prix consiste à imposer à l'évolution des prix de l'entreprise une valeur plafond qu'elle ne doit pas dépasser, En règle générale, la valeur plafond est déterminée par l'indice des prix de détail diminué d'un taux traduisant l'évolution technologique (les gains de productivité). Cependant, la capacité de cette réglementation à rétablir les incitations ne doit pas cacher l'importance des coûts, provenant de l'abandon de fortes rentes aux entreprises, supportés par la société. En effet, le plafond de prix doit être assez élevé pour permettre à l'entreprise la moins efficace de réaliser un profit non nul (un niveau de production positif) ; un tel plafond laisse évidemment aux entreprises plus efficaces des rentes plus importantes. De même, la mise en place, dans la pratique, d'un délai régulateur (quatre ans en moyenne) relativise énormément la capacité incitative de ce mécanisme. En effet, l'entreprise n'est pas vraiment incitée à réduire ses coûts car elle sait que cela conduira à une baisse du plafond à l'issue du délai régulateur. De ce fait, la réglementation par les plafonds de prix n'élimine pas l'effet de cliquet (« ratchet effect ») qui se traduit, dans ce cas, par le fait que l'entreprise n'ose pas fournir l'effort (réduction de coût) qui va la pénaliser par la suite (baisse du plafond).

#### *La nécessité de nouvelles pratiques de régulation hybride*

Selon l'ANARE (2018) [21], étant donné que les deux types de régulation précédents comportent des imperfections, une série de mécanismes hybrides de régulation ont été mis en place pour les combiner. Il s'agit concrètement de :

- la répartition de la rentabilité où les tarifs ne sont ajustés que s'ils dépassent un seuil de rentabilité prédéterminé ;
- l'allocation de certains coûts où l'ajustement des tarifs est appliqué lorsque certains éléments de coûts précédemment identifiés varient (les coûts indépendants du contrôle de l'opérateur) ;
- les recettes maximales où l'on détermine un plafond maximal pour les recettes de l'entreprise plutôt que pour le tarif unitaire de façon à éliminer le risque de la demande anticipée par l'entreprise ;
- la régulation par comparaison dans laquelle, plutôt que de déterminer le tarif à partir du coût de l'entreprise, on le détermine à partir du coût d'autres entreprises opérant dans des conditions similaires.

## **2-2 Une approche empirique**

### **2-2-1 Modélisation de la consommation d'énergie**

Dabat et al. (2014) [22] défendent l'idée que la compréhension et l'évaluation de la demande énergétique conditionnent l'amélioration de l'accès à l'énergie des populations dans les pays du Sud, alors que l'attention est beaucoup portée sur la dimension de l'offre d'énergie. L'exploration de la littérature sur les modèles d'évaluation et de prévision de la consommation en énergie montre la faible adaptation des outils disponibles aux situations des pays en développement et en particulier aux zones rurales. Parmi ces modèles, les approches conventionnelles de la demande potentielle négligent les freins pour les usagers à la substitution entre sources d'énergie. Pourtant, de plus en plus, des travaux parallèles portent sur la prise en compte du contexte d'innovation pour analyser et mesurer la demande de substitution. Les approches de la demande à partir de

<sup>3</sup> Ces mécanismes introduisent de fait un ensemble de contraintes par rapport aux situations d'information parfaite, ce qui restreint le niveau de bien-être vis à vis d'une situation de premier rang. L'obtention de l'information par le régulateur occasionne alors un coût social qui se traduit par l'abandon d'une rente aux entreprises régulées.

facteurs uniquement techniques, économiques et démographiques pourraient être enrichies par des travaux sur les facteurs sociaux, subjectifs et contextuels de la demande, visant à comprendre la formation de la valeur et des préférences dans le processus de décision de substitution.

La dimension de l'offre en énergie dans les PED est assez bien documentée (technologies, coût de revient, etc.), alors qu'un faible nombre de travaux ou de projets examinent en détail comment ces sources d'énergie s'intègrent dans les modes de vie des populations (normes sociales, inertie des habitudes, circulation de l'information, construction d'une filière et d'un réseau, etc.). Les approches basées sur l'offre ne sont pas suffisantes pour expliquer la demande d'énergie et les processus de choix des usagers. L'adéquation entre offre et demande est pourtant un critère important pour l'assimilation, l'efficacité et la pérennité des projets d'accès collectif à l'énergie. Il est donc utile de comprendre les différentes dimensions de la demande, en particulier comment la demande des populations bénéficiaires se construit et s'exprime, notamment le processus de substitution énergétique des sources traditionnelles vers les plus modernes (Litvine et al., 2014) [23].

La littérature sur la modélisation de la consommation énergétique en vue d'estimer les demandes futures, et de planifier la satisfaction de ces dernières, est pléthorique. Dans tous les cas, les modèles sont spécifiques au pays/région étudié puisqu'ils intègrent des variables telles que la structure de l'économie, la géographie, les ressources disponibles, etc. La majorité des modèles fonctionnent sur une analyse macro de la consommation au niveau d'un pays ou d'une région, sans distinction entre milieu urbain et rural. Le contexte est celui de pays industrialisés ou émergents, ou d'un contexte urbain avec un accès à l'énergie existant (Suganthi, 2012) [24]. Les modèles sont basés sur des séries de données existantes sur la consommation et ses variables explicatives potentielles. Parmi ces modèles, la littérature distingue les modèles de « simulation/prédiction » de la demande et de l'offre et les modèles « d'optimisation » : nous nous intéressons, ici, aux premiers.

Parmi les modèles de prédiction, les modèles basés sur des séries chronologiques sont les plus simples. Il s'agit d'observer les tendances passées pour prédire l'avenir. Les modèles diffèrent par les traitements statistiques appliqués. En particulier, ARIMA (Auto Regressive Integrated Moving Average) est l'un des modèles les plus connus de la prévision des consommations énergétiques à partir de séries chronologiques (Suganthi, 2012) [24]. Mais pour que l'analyse soit fiable, ces modèles supposent d'avoir des données disponibles sur plusieurs décennies et sur les mêmes variables explicatives. Ils ne peuvent donc pas être développés partout, notamment dans certains PED. Les modèles diffèrent selon les ressources énergétiques (Ediger, 2006 [25] ; Ediger, 2007 [26]). Ces modèles sont également utilisés pour la prévision à court terme (jours semaines) de la courbe de charge en électricité (Pappa et al., 2008) [27].

Les modèles de régression mesurent la corrélation entre la consommation énergétique et certaines variables par des régressions sur des séries de données. Ces données sont souvent économiques, mais peuvent être aussi climatiques, démographiques, liées à l'urbanisation, aux ressources, etc. Un exemple caractéristique de ce type d'approche est le modèle appliqué dans l'Etat de Kerala en Inde, pour simuler la demande en énergie commerciale. L'analyse est faite par secteur sur des séries de données de la période 1970- 1998 : résidentiel, industrie et services. Chaque secteur est représenté par une équation avec des variables différentes, parmi lesquelles : le PIB et ses composantes sectorielles, le revenu per capita, l'index de production industrielle, la population, l'index d'urbanisation, le nombre de consommateurs, les tarifs de l'électricité, l'index du prix du pétrole, ou encore la consommation d'énergie annuelle dans l'Etat, globale et par secteur (Sharma, 2002) [28]. Les modèles de régression sont aussi utilisés pour la prévision de courbe de charge dans la consommation électrique, que ce soit à court ou long termes (Al Hamadi, 2005) [29].

Enfin, les modèles économétriques sont basés sur le principe qu'il existe des corrélations entre la consommation énergétique et des variables macro- économiques tels que PNB, prix de l'énergie, technologies utilisées, population, production industrielle et agricole, commerce extérieur, etc. Là encore, les variables pertinentes dépendent du pays/région/secteur étudié. Il est démontré que ce type de modèle est assez efficace pour prévoir la demande globale dans les pays émergents (Intarapravich, 1996 [30] ; Rao, 1996 [31] ; Zhidong 2003 [32]).

L'ensemble des modèles sommairement présentés ci- dessus ont été conçus et appliqués massivement dans les économies des pays développés, et ont été adaptés dans certains pays émergents. Urban et al (2007) [33] démontrent que les modèles globaux existants ne prennent pas en compte les spécificités des économies des PED. Les auteurs estiment qu'il faudrait tenir compte des éléments suivants : (i) faible performance du secteur de l'électricité ; (ii) rupture d'approvisionnement ; (iii) électrification partielle ; (iv) usage massif des combustibles traditionnels ; (v) disparité de situation et de comportement entre milieu urbain et milieu rural ; (vi) existence d'une économie informelle ; (vii) changement structurel rapide de l'économie ; (viii) modes de décision des investissements différents des autres pays, et existence de subventions conséquentes. En conclusion, les recherches portent sur des modèles économiques de planification énergétique spécifiques aux pays développés, qui intègrent les facteurs pour lesquels des données sont disponibles, comme les performances du secteur électrique, le taux d'électrification et les disparités socio- économiques et géographiques par rapport à l'énergie.



*In fine*, dans les pays industrialisés et les zones déjà pourvues de services énergétiques, les modèles de prédiction de la consommation énergétique permettent d'effectuer des prédictions assez fiables des évolutions de consommation effective dans les court, moyen et long termes. Ils s'attachent également à faire des simulations pour l'introduction de nouvelles ressources énergétiques. Les travaux de recherche continuent d'améliorer encore ces modèles et d'affiner les variables explicatives de l'évolution de la consommation dans les contextes du Nord et des pays émergents. Cependant, ces modèles sont difficilement applicables en l'état au pays en voie de développement. En effet, ils ne prennent pas en compte un certain nombre de spécificités des économies de ces pays, dont les principales sont le manque d'efficacité du secteur énergétique, la forte disparité entre milieu urbain et milieu rural, non représentée par les indices économiques agrégés, et l'utilisation massive de ressources traditionnelles dont l'approvisionnement est assuré par des filières informelles ou non monétaires. Par ailleurs, à une échelle micro, la modélisation n'en est pas au même stade.

### **2-2-2 Analyse économétrique sur la demande d'électricité**

L'industrie électrique joue un rôle crucial dans la vie quotidienne des ménages et dans l'activité économique. Une pénurie d'approvisionnement électrique menace non seulement la sécurité énergétique, mais aussi le niveau de vie dans un pays. De plus, il faut tenir compte de la difficulté du stockage de l'électricité. De même, la vague de restructurations et de déréglementation observée sur le marché international de l'électricité a un impact significatif sur l'évolution (favorable ou défavorable) de la demande d'électricité qui demeure une des clés de la réussite des réformes entreprises. Par conséquent, une bonne analyse de la demande en électricité s'avère importante et « vitale » pour l'économie de tout pays. Même si elles ne sont pas légion, certaines analyses économétriques (Xiashuang, 2008) [34] ont été utilisées pour étudier la relation entre la demande d'électricité et les facteurs qui la déterminent, à différents niveaux de marché (pays, province ou secteur).

#### *Les déterminants de la demande utilisés dans les analyses*

Il est toutefois important de noter que l'utilisation des variables comme déterminants de la demande d'électricité peut différer d'un auteur à l'auteur ou d'une méthode à l'autre. D'après Engle et al. (1989) [35], les déterminants conventionnels utilisés pour estimer la demande d'électricité d'une économie peuvent être séparés en deux catégories : s'il s'agit d'un modèle de court terme, il est plus commode de prendre les variables de changement rapide comme la température ou les variables climatiques ; s'il s'agit d'un modèle de long terme, les variables utilisées seront celles qui évoluent plus lentement comme la production intérieure brute (PIB), la population et les prix de l'électricité. Maddala et al. (1997) [36], emploient le revenu disponible par personnes, le prix réel de l'électricité, le prix réel du gaz naturel, les jours de degré de chauffage et les jours de degré de refroidissement pour estimer la demande électrique du ménage à long et à court terme aux Etats-Unis. Beenstock et al. (1999) [37], utilisent les dépenses des consommateurs, la production industrielle, les prix d'électricité pour ces différents secteurs et le temps comme variables explicatives pour estimer la demande d'électricité des ménages et la demande électrique industrielle en Israël.

Xiaoshunang (2008) [34] souligne que dans le cas d'une économie en transition, il peut être pertinent d'ajouter quelques variables différentes. Par exemple, Smil (1988) [38] met l'accent sur le rôle de l'efficacité de l'utilisation énergétique et le changement de structure industrielle dans la prévision de la demande énergétique chinoise. Dans son livre, il écrit : « *the main dilemma for China is how to exploit and best use its enormous energy resources for efficient production, growth, and modernization* ». L'auteur constate que, pendant les années 1980, l'économie chinoise garde encore les vestiges datant de l'époque stalinienne, or la restructuration industrielle est inévitable pour ce pays qui souhaite atteindre son objectif économique en 2000. Dans son livre, toutefois, l'auteur ne fournit pas d'évidence empirique pour « conforter » sa recherche. Inspiré par Chan et Lee (1996) [39] utilisent le PIB et un indicateur de la variation structurelle (la part de l'industrie lourde dans le revenu national total) comme variables explicatives pour estimer la consommation d'énergie en Chine. Par la suite, Lin (2003) [40], ajoute une nouvelle variable dans son modèle de demande pour estimer les impacts de l'amélioration de l'efficacité de l'utilisation de l'électricité sur la demande globale. Cette variable est obtenue de la valeur ajoutée des secteurs divisée par la consommation électrique par secteur. De plus, Lin emploie le PIB total moins la valeur de la production de l'industrie lourde pour capter le changement de la structure industrielle en Chine. Par ailleurs, hormis les variables traditionnelles, Holtedahl et Joutz (2004) [41] utilisent le taux d'urbanisation (la proportion de population dans les villes de 100 000 habitants et plus) comme une variable reflétant la caractéristique de l'économie en transition de Taiwan dans leur recherche sur la demande électrique des ménages.

#### *Les modèles utilisés dans les analyses*

Concernant les modèles économétriques, on peut d'abord noter des études sur la cointégration et le modèle à correction d'erreur (ECM, « Error Correction Model ») (Engle et al. (1989) [35]. Par conséquent, dans la littérature économétrique, les méthodes de cointégration et ECM sont souvent utilisés pour estimer et prévoir la demande énergétique à court et long terme. L'analyse de cette approche de modélisation permet d'identifier

clairement la relation véritable entre deux variables (ou plusieurs) en recherchant l'existence d'un vecteur de cointégration et en éliminant son effet (Bourbonnais, 2005) [42]. Capri (2016) [43], en utilisant la méthode de ECM et de Engle, montre que la consommation d'électricité moyenne et haute tension en Côte d'Ivoire s'explique par le prix moyen d'électricité et par le nombre d'abonnés MHT. Xiashuang (2008) [34] souligne qu'une généralisation à des équations multivariées est faite par Johansen et Juselius (1990) et Johansen (1995). Lin (2003) [40] applique cette dernière dans sa recherche sur la demande de l'électricité en Chine. Holtedahl et Joutz (2007) [41] l'emploient pour estimer la demande d'électricité du ménage à Taiwan. Cependant, Beenstock et al. (1999) [37] constatent que l'approche de cointégration ne s'applique pas à l'estimation de demande d'électricité en Israël par exemple. Les auteurs rejettent le VAR parce qu'ils ne connaissent pas son nombre de retards. Finalement, les auteurs concluent que l'approche de modèle de régression dynamique (Dynamic Regression Model : DRM) est la meilleure méthodologie pour leur recherche.

Ensuite, l'analyse de la demande d'électricité a été effectuée à partir de données de panel (Maddala et al., 1997 [36]). Cette méthode est également répandue dans la littérature des estimations de la demande énergétique. Les auteurs précités ont montré qu'il est possible d'utiliser des estimateurs mitoyens (shrinkage estimators) avec des données de panel pour estimer la fonction de demande d'électricité, et que cette approche peut être mise à contribution dans l'analyse des élasticités de la demande énergétique à court et à long terme. Les auteurs argumentent que l'avantage des estimateurs mitoyens est qu'ils approchent les estimateurs hétérogènes de l'estimateur homogène groupé. Xiaoshunang (2008) [34], qui utilise le modèle de Maddala et al. (1997) [36] pour exprimer la demande électrique des 29 provinces de la Chine, expose les raisons de ce choix méthodologique : « *en Chine, à cause du retard statistique et du manque d'accès aux données, les séries observées sont courtes et l'analyse des séries temporelles risque d'être biaisée. Une solution idéale consiste donc à grouper les données provinciales dans un panel pour tenir compte de l'information de façon efficace. De plus, l'industrie électrique chinoise n'est pas un bloc homogène, mais est plutôt diversifiée régionalement avec une distribution inégale des ressources, de la capacité de production et de la consommation finale. (...) Donc, une estimation de la demande n'a pas beaucoup de sens d'un point de vue pratique. La méthode d'analyse des données de panel constitue un avantage décisif grâce à sa double dimension : individuelle et temporelle, qui permet de prendre en compte l'hétérogénéité des régions et la dynamique des comportements.* » La diversité du nombre de variables explicatives (revenu disponible par personne des citoyens, population totale de la province, tarif de l'électricité par province en Yuan constant de 1990, indice de prix à la consommation par province) et surtout la disponibilité des données pour une période suffisamment longue sont les considérations qui ont guidé le choix du modèle de Xiaoshunang (2008) [34]. Une relative analyse comparative des résultats de son étude est la suivante : les élasticités de long terme sont supérieures à celles de court terme, ce qui est conforté par les résultats d'estimation de Maddala et al., (1997) [36], alors que c'est l'inverse avec ceux de Lin (2003) [40].

En sus, l'étude de Hirschhausen et Andres [44], menée en 2000 sur la demande de l'électricité chinoise à long terme, introduit les changements réglementaires prospectifs dans une analyse empirique. Les auteurs développent une fonction de Cobb-Douglas pour prévoir la consommation électrique au niveau des secteurs, des régions et de la demande agrégée en 2010. Si cette approche utilise peu de données primaires, ses résultats concernant les prévisions de la consommation agrégée de la Chine en 2010 sont beaucoup plus bas que l'anticipation du gouvernement chinois et celle de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE) de l'OCDE (1998) [45].

Par la suite, Lloyd et al. (1991) [46] estiment la demande de l'électricité d'Evansville (Indiana) pour quatre catégories de demande : résidentielle, industrielle, petits commerçants et grands clients *via* la méthode du two-stage least squares (2SLS). Les auteurs combinent les résultats des quatre catégories comme la prévision de la demande totale.

### **2-2-3 L'analyse des coûts des pannes d'électricité**

Dans son analyse sur les dommages des coupures d'électricité, Dedjenou (2013) [47] s'attarde sur les coûts de pannes d'électricité<sup>4</sup>. L'auteur soutient que l'un des éléments de la valeur de l'électricité aux usagers est la panne fréquente parce que l'électricité constitue une source d'énergie primaire au sein des ménages. De même, s'agissant des activités industrielles, le montant du préjudice occasionné par une panne se divise en deux coûts bien distincts. Même brève, toute coupure présente un coût fixe ; par exemple, le fait qu'une machine soit déprogrammée ou endommagée. Pour beaucoup d'industriels, une coupure d'une seconde peut être pénalisante du fait qu'elle engendre un temps de réinitialisation, de réparation ou de réglage des installations. Dans ce cas,

---

<sup>4</sup> Le terme "coûts de panne" se rapporte à la perte économique subie par la clientèle de l'entreprise chargée de la gestion du secteur, résultant d'une interruption soudaine de puissance.

une coupure d'une seconde présente le même coût fixe qu'une coupure d'une heure. D'autres coûts sont induits par la durée des pannes. La vingtième heure de coupure, par exemple, n'a pas forcément le même coût que la deuxième. Dans l'industrie, ces valeurs ont généralement tendance à décroître. En effet, dans la majorité des cas, la panne, en s'allongeant, n'ajoute plus que des pertes de chiffres d'affaires dues à une inactivité forcée (Ménager, 2000) [9]. La détermination du coût économique des pannes est un paramètre central dans l'analyse coûts-avantages de la fiabilité et de la conception des circuits d'alimentation de l'électricité. Le concept de la fiabilité des biens de réseaux est complexe à définir ; en ce qui concerne l'énergie, la fiabilité revêt deux notions principales : l'adéquation la sécurité du système. L'adéquation du système réfère à l'existence de capacité de génération et de distribution suffisante de l'énergie capable de satisfaire la demande du consommateur à n'importe quel moment où celle-ci se manifeste. La sécurité du système se réfère à la capacité de celui-ci à répondre efficacement à tout imprévu survenu dans le fonctionnement du système.

L'analyse des coûts d'inconstance de la fourniture des services d'électricité s'est développée dans les pays du Nord au niveau de trois types de clients à savoir : résidentiels, commerciaux et industriels. Aux Etats-Unis, depuis le milieu des années 1980, les services du département de l'énergie avaient entrepris un certain nombre d'études (Vingt-huit) dans l'analyse des coûts de panne chez les consommateurs résidentiels, commerciaux et industriels en utilisant différentes méthodes d'évaluation (Sullivan, 2010) [48]. La connaissance des coûts économiques des pannes d'électricité constitue un indicateur de base des avantages tirés des investissements en infrastructures d'alimentation électrique (Ghaus-Pasha, 2009) [49]. Economiquement, la détermination des coûts d'interruptions en énergie électrique, permet d'évaluer la fiabilité du système d'approvisionnement (Ghajar et Billinton, 2006) [50].

L'évaluation quantitative de la fiabilité constitue un aspect important dans le fonctionnement d'un système d'approvisionnement électrique. Selon Munasinghe (1980) [1], il y a une forte corrélation positive entre les coupures de courant et les coûts encourus par les consommateurs. Si l'incidence des défaillances électriques ou des coupures augmente alors les coûts économiques de ces coupures pour les consommateurs augmentent également. Cette défaillance du service électrique génère donc des externalités négatives sur les ménages qui engagent des dépenses pour éviter les dommages que pourrait engendrer la discontinuité de l'offre d'électricité. Une des stratégies souvent adoptées par les ménages pour faire face à cette situation est l'investissement dans les générateurs de secours.

Les approches de quantification des coûts de panne pour les consommateurs dans la littérature peuvent être classées en deux groupes : approches de procuration et approches économétriques sophistiquées. Cette classification dépend de la méthode utilisée pour l'estimation des coûts de panne pour les consommateurs. Les approches de procuration se fondent sur des variables telles que la dépense en équipements de secours, la valeur monétaire du revenu perdu, aussi bien que d'autres pertes à prendre en considération. Les méthodes de procuration sont donc appropriées dans les cas où les pertes peuvent être exprimées avec une précision suffisante par de telles variables observables. Les approches économétriques sophistiquées étudient les pertes que peuvent subir les entreprises en cas de panne. Par exemple, les coûts potentiels de panne subis par une entreprise pourraient inclure des dommages liés au matériel, au bénéfice renoncé et au paiement de salaire pour assurer un fonctionnement « minimal » en cas de panne.

Dans l'étude des coûts de panne, la littérature empirique s'est souvent concentrée sur les consommateurs résidentiels, industriels, et commerciaux. Dans le cas des résidentiels, plusieurs articles soulignent que la perte de loisirs est l'élément principal des coûts de panne aux clients résidentiels. Munasinghe (1980) [1], affirme que le plaisir des loisirs est habituellement limité en soirée quand il y a coupure d'électricité. Les activités de loisirs telles que regarder la télévision ou faire de la lecture exigent l'électricité. Par conséquent, il y aura très peu de possibilités de substitution pour ces activités dépendantes de l'électricité si une panne se produit. L'auteur développe également dans son article un modèle permettant d'estimer les coûts de la panne pour les utilisateurs d'électricité résidentiel en employant une fonction d'utilité composée des types S de loisirs (qui ne peuvent pas être appréciés sans électricité) et V de loisirs (qui sont indépendants de l'électricité). L'idée principale est qu'une panne interrompt le modèle préféré de la consommation et mène ainsi à une perte. L'étude de Dedjenou (2013) [47] souligne que dans le cas des industries, Bental et Ravid (1982) ont affirmé que les clients industriels pourraient investir dans « l'anticipation » de la panne par l'achat de générateurs de puissance si le gain espéré par KWH produite des générateurs est égal à la perte marginale prévue de KWH qui n'est pas fournie, conséquente à la panne. De ce fait, le coût marginal prévu de puissance de secours peut servir à estimer le coût marginal de la panne (approche de procuration). L'approche économétrique sophistiquée est aussi utilisée dans la littérature pour déterminer les coûts de pannes. Tishler (1993) [51] développe un modèle pour mesurer des coûts prévus de panne en employant une fonction de production. Il montre dans son article que, les coûts de la panne sont de diverses sources et contribuent à une réduction possible de la productivité. La mesure des coûts de panne serait la baisse du rendement provoqué par l'interruption électrique d'approvisionnement, en raison de la détérioration des matériaux, des facteurs de production rendus inutilisables, etc. Sanghvi (1983) [52], constate que certains problèmes peuvent surgir en

développant une approche appropriée pour estimer les coûts de panne pour les clients commerciaux parce que la définition des activités commerciales est souvent peu claire. Sanghvi affirme que de grands immeubles, de petits salons de pizza, et des entreprises de petite taille peuvent être classés comme des utilisateurs commerciaux. Cependant, une grande partie de leurs activités commerciales sont des activités de production. Les coûts de panne de ces activités peuvent être estimés en employant les mêmes approches que pour le type de client industriel. D'ailleurs, certaines activités commerciales ont des caractéristiques semblables à un type de client résidentiel et peuvent, de ce fait, être analysées en employant les approches résidentielles.

### **III. Analyse descriptive**

#### **3-1 Justification et évolution des variables**

##### **3-1-1 Les variables utilisées**

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)<sup>5</sup> [53], la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE)<sup>6</sup> [54], l'Autorité Nationale de Régulation de l'Electricité (ANARE) [55]. 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) [56] et la Banque Mondiale (BM) [57].

Les variables utilisées portent sur la consommation<sup>7</sup>, le nombre d'abonnés, le prix moyen et le temps moyen de coupure d'électricité ainsi que la Valeur Ajoutée industrielle, le PIB par habitant et l'indice des prix à la consommation.

Le premier déterminant de la consommation d'électricité, représenté par Le nombre d'abonnés, est un facteur explicatif évident du niveau de consommation. Plus le nombre d'abonnés est élevé, plus le niveau de consommation l'est également.

Le second déterminant est le prix moyen de l'électricité. Dans la théorie économique, le prix est un facteur explicatif de la demande, c'est-à-dire du niveau de la consommation. En outre, dans le secteur de l'électricité, le tarif est une variable clé du fait à la fois de l'inélasticité de la demande et du rôle crucial de l'énergie électrique dans le bien-être des ménages et dans le système productif du pays.

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 ces exigences ne sont pas respectées, le coût économique des perturbations qui s'ensuivent, va croissant à mesure que se généralise l'emploi de l'électricité. Par conséquent, la variable temps moyen de coupure demeure à plus d'un titre, un déterminant (le troisième) pertinent de la consommation d'électricité industrielle.

Le choix de la valeur ajoutée industrielle n'est pas fortuit, car les activités industrielles ont une part largement majoritaire dans la consommation d'électricité du système productif en Côte d'Ivoire. La valeur ajoutée d'une unité économique (ou d'un secteur institutionnel) est la différence entre la valeur de sa production et la valeur de sa consommation intermédiaire<sup>8</sup>. Cette variable est pertinente car elle rend compte de l'apport productif réel de l'ensemble des unités productives. En d'autres termes, elle exprime la « richesse » industrielle qui servira à déterminer la « richesse » nationale représentée par le Produit Intérieur Brut (PIB).

Si le PIB par habitant, qui est indicateur pertinent du niveau de développement d'un pays, reflète relativement le niveau de vie et de bien-être de la population (et par conséquent, des ménages), il n'est qu'une

---

<sup>5</sup> 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.

<sup>6</sup> 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.

<sup>7</sup> Il s'agit de la consommation totale d'électricité des clients connectés au réseau national géré initialement par l'Energie Electrique de Côte d'Ivoire (EECI), puis par la Compagnie Ivoirienne d'Electricité (CIE). Dans l'analyse descriptive, nous utilisons les consommations Basse Tension (BT) et Moyenne et Haute Tension (MHT) ; les ménages étant les principaux consommateurs d'électricité BT et les industries les principales consommatrices d'électricité MHT.

<sup>8</sup> La consommation des biens qui disparaissent à l'issue du processus de production.

moyenne qui masque donc les inégalités dans la répartition des revenus au sein de la population.

L'indice des prix à la consommation (IPC)<sup>9</sup> est un indice synthétique calculé pour mesurer l'évolution générale des prix. En principe, il est déterminé pour mesurer l'inflation : il s'agit d'un indicateur qui permet d'estimer, entre deux périodes données, la variation des prix des biens et services consommés par les agents économiques sur le territoire. Il est intégré dans le cas de notre étude pour relativiser l'évolution des prix moyens de l'électricité et avoir une meilleure visibilité de la réalité.

### 3-1-2 L'évolution générale des variables entre 1960 et 2019

**Tableau 1 : Niveau des variables utilisées dans les analyses descriptive et économétrique**

Années	Consommation d'électricité (MWh)	Nombre d'abonnés	Prix moyen du KWh d'électricité (FCFA)	Temps moyen de coupure (Heure)
1960	57 200	13 592	16,6	50
1990	2 279 720	410 522	40	50
1998	2 840 000	617 717	52,35	14
2011	5 271 000	1 128 300	61	55
2019	10 049 000	1 900 000	65	20

Source : EECI/CIE/ANARE

**Tableau 2 : Taux d'évolution<sup>1</sup> des variables utilisées dans les analyses descriptive et économétrique (%)**

Périodes	Consommation d'électricité (MWh)	Nombre d'abonnés	Prix moyen du KWh d'électricité (FCFA)	Temps moyen de coupure (Heure)
1960-2019	9,2	8,7	2,3	-60
1960-1998	10,8	10,6	3,1	-72
1960-1990	13,1	12,03	3	- <sup>2</sup>
1990-2019	5,2	5,4	1,7	-60
1990-1998	2,8	5,2	3,4	-72
1998-2011	4,9	4,7	1,2	11,1
2011-2019	8,4	6,7	0,8	-63,6
1998-2019	6,2	5,5	1,03	1,7

1- Taux de croissance en moyenne annuelle, pour les nombres positifs ; baisse du début de période à la fin de période, pour les nombres négatifs / 2- Même niveau en début et en fin de période

Source : nos calculs à partir de EECI/CIE/ANARE

**Tableau 3 : Taux d'évolution\* des autres variables utilisées dans l'analyse descriptive (%)**

Périodes	Valeur Ajoutée industrielle	PIB/Hb	Consommation d'électricité Tension Basse	Consommation d'électricité Haute et Moyenne Tension	Indice des Prix à la Consommation (IPC)
1960-2019	7,7	5,6	9,2	9,1	6
1960-1998	11,6	6,5	10,3	11,3	7
1960-1990	13,1	6,1	11,7	13,2	6,9
1990-2019	2,4	5	6,7	4,99	4
1990-1998	6,1	7,6	5,3	4,5	7,6
1998-2011	0,4	2,6	4,6	3,2	2,6
2011-2019	2	7	8,5	8,4	1,6
1998-2019	0,97	3,9	7,3	5,2	3

\*Taux de croissance en moyenne annuelle

Source : nos calculs à partir de EECI/CIE/ANARE/BCEAO/BM

### 3-2 Evolution du secteur de l'électricité entre 1960 et 2019

L'évolution du secteur de l'électricité sur la période 1960-2019 nous permet d'identifier quatre sous-périodes principales qui sont en concordance avec l'évolution de la situation économique et socio-politique de la Côte d'Ivoire : 1960-1990 ; 1990-1998 ; 1998-2011 ; 2011-2019 ;

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) à une stratégie gestionnaire (1986-1990), dans un environnement, caractérisé par une exceptionnelle expansion économique, entre 1960 et 1978, qui va toutefois se dégrader sérieusement, entre 1978 et 1990. 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. Dès lors, la restauration des équipements existants

<sup>9</sup> Base 100 en 1960.

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) [58]. Ce faisant, les bons résultats économiques de la période 1960-1978 ont « forgé » la capacité du régime à distribuer des bénéfices matériels à la population et par là, « engendré » des soutiens. En effet, malgré l'inégale répartition de la richesse nationale, tout le monde a gagné quelque chose dans ce développement. Entre 1978 et 1990, la situation, qui va se détériorer avec les mesures d'austérité draconiennes des programmes d'ajustement structurel (PAS), n'est pas propice aux ménages. Concernant leurs revenus, les populations sont significativement touchées : ainsi, les fonctionnaires subissent des baisses de salaires importantes mais peuvent préserver leurs emplois ; en revanche, dans le secteur formel des entreprises privées, ce sont les salaires réels moyens qui sont préservés par le sacrifice de bon nombre d'emplois. De même, durant la période, le pays met, initialement en place, deux politiques industrielles successives qui sont relativement efficaces : l'import-substitution de 1960 à 1970 et la promotion des exportations de 1970 à 1980 ; puis, de 1978 à 1990, avec la récession mondiale<sup>10</sup> et les réformes structurelles, on assiste à l'effondrement du système industriel. Néanmoins, de 1960 à 1990, nous pouvons retenir deux points significatifs concernant l'évolution de la demande d'électricité et des paramètres qui la déterminent. D'abord, profitant de la période de « vache grasse », les données concernant les ménages et les industries sont favorables au secteur électrique : le PIB/Hb et la consommation d'électricité basse tension s'accroissent respectivement de 6,1% et 11,7% en moyenne annuelle ; la valeur ajoutée industrielle et la consommation d'électricité MHT s'accroissent respectivement de 13,1% et 13,2% en moyenne annuelle. Ensuite, la stratégie expansionniste initiale et l'immense effort d'équipement électrique, par le biais du monopole public Energie Electrique de Côte d'Ivoire (ECCI), nonobstant les difficultés et dysfonctionnements observés à partir de 1986, ont permis d'obtenir de bons résultats concernant le pays : la demande et le nombre d'abonnés s'accroissent respectivement de 13,1% et 12,03% en moyenne annuelle ; le prix moyen de l'électricité<sup>11</sup> augmente de 3% en moyenne annuelle<sup>12</sup> ; le temps moyen de coupure reste toutefois en 1990, au même niveau que celui de 1960 !

Ensuite, entre 1990 et 1998, Au regard des mauvais résultats enregistrés par l'ECCI et des difficultés financières de l'Etat, de moins en moins capable de soutenir un secteur électrique défaillant, les autorités ivoiriennes décident de le réorganiser, sous l'impulsion des bailleurs de fonds internationaux et avec le concours de la SAUR<sup>13</sup> et d'EDF<sup>14</sup>. Cette réforme, qui se traduit par la privatisation de l'exploitation du service de l'électricité en octobre 1990, a pour but d'assurer le redressement et l'amélioration des performances de ce secteur, avec la fin de l'intervention de l'Etat dans la gestion qui est dorénavant confiée à la CIE. 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 cette société privée via un contrat d'affermage<sup>15</sup>. 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 (BNETD) représentant l'Etat. Néanmoins, entre 1990 et 1993, l'accentuation de la crise économique est synonyme de dégradation

---

<sup>10</sup> Entre autres, baisse des cours des matières premières, crise énergétique, etc.

<sup>11</sup> Dans cette article, nous ne nous attardons pas sur l'évolution de la réglementation tarifaire en Côte d'Ivoire car les sources, dans ce domaine, pour diverses raisons, sont hétéroclites et pas du tout fiables.

<sup>12</sup> Ce taux est favorable à la consommation d'électricité car celui de l'IPC lui est largement supérieur (6,9%).

<sup>13</sup> Filiale du groupe Bouygues.

<sup>14</sup> Electricité de France.

<sup>15</sup> 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.

significative de la demande d'électricité et des facteurs qui la déterminent<sup>16</sup>. Ensuite, entre 1993 et 1998, on assiste à une phase de relance économique marquée par la dévaluation du franc CFA en janvier 1994<sup>17</sup> et la poursuite des réformes structurelles. Ce contexte influence positivement la compétitivité industrielle et offre de nouvelles opportunités à exploiter. De ce fait, les taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée industrielle et de la consommation MHT passent respectivement de 13,1% et 13,2% sur la période 1960-1990 à 6,1% et 4,5% sur la période 1990-1998. A l'issue de l'ajustement monétaire, les nouvelles autorités ivoiriennes arrivent à maîtriser l'inflation, adoptent des mesures d'accompagnement (telles que le réajustement des salaires et le blocage des prix de certains biens), mettent en place un programme de développement baptisé « Eléphant d'Afrique » et accentuent le processus de privatisation entamé la période précédente. Dans le même temps, l'amélioration des cours mondiaux des cultures de rente accroît les revenus des paysans. Ces évolutions sont synonymes de reprise de l'activité économique dans les villes et les campagnes ivoiriennes<sup>18</sup> et du retour de l'expansion de la demande territoriale d'électricité<sup>19</sup>. C'est dans cet environnement propice que, confronté à un risque de pénurie, le gouvernement ivoirien prend l'option de susciter l'investissement de deux producteurs indépendants d'électricité (CIPREL<sup>20</sup> et Cynergie) qui, très rapidement, installent des moyens de production thermique. Cette situation, qui permet de rétablir l'équilibre offre-demande, permet au gouvernement ivoirien d'améliorer l'évolution des tarifs de l'électricité<sup>21</sup>. L'arrivée de la production indépendante<sup>22</sup> et la meilleure gestion de la CIE permettent d'améliorer la qualité du service<sup>23</sup>.

En outre, la période 1998-2011 est marquée par une nouvelle réforme du secteur électrique ivoirien. En effet, à la fin de l'année 2018, 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 :

- 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 (SOGEP), 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 ;

<sup>16</sup> C'est la raison principale qui fait que sur la période 1990-1998, on observe un ralentissement de l'expansion de la demande territoriale et de certains facteurs (valeur ajoutée industrielle, consommation MHT, consommation BT, nombre d'abonnés) par rapport à la période 1960-1990.

<sup>17</sup> C'est l'une des raisons principales de la hausse des prix : le taux annuel moyen de croissance de l'IPC passe de 6,9% sur la période 1960-1990 à 7,6% sur la période 1990-1998.

<sup>18</sup> Les taux annuels moyens de croissance du PIB/Hb et de la consommation BT passent respectivement de 6,1% et 11,7% sur la période 1960-1990 à 7,6% et 5,3% sur la période 1990-1998.

<sup>19</sup> Les taux annuels moyens de croissance de la consommation d'électricité et du nombre d'abonnés passent de 13,1% et 12,03% sur la période 1960-1990 à 2,8% et 5,2% sur la période 1990-1998.

<sup>20</sup> Compagnie Ivoirienne de Production d'Electricité

<sup>21</sup> Non seulement le taux moyen annuel de croissance du prix moyen de l'électricité stagne quasiment (il passe de 3% sur la période 1960-1990 à 3,4% sur la période 1990-1998), mais aussi ce taux est favorable à la consommation d'électricité car celui de l'IPC lui est largement supérieur (7,6%).

<sup>22</sup> A partir de 1994.

<sup>23</sup> Alors qu'il avait stagné sur la période 1960-1990, le temps moyen de coupure chute de 72% sur la période 1990-1998.

- 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.

De même, durant la période, la reprise de l'activité économique (susmentionnée) est freinée par le coup d'Etat du 24 décembre 1999 et la crise militaro-politique que traverse le pays depuis le 19 septembre 2002, avec la détérioration du climat des affaires, la fragilisation du tissu industriel<sup>24</sup>, la délocalisation de nombreuses entreprises, la destruction ou la détérioration des infrastructures économiques et sociales, la paupérisation<sup>25</sup> (Capri, 2019) [59]. De même, la crise a eu pour conséquence la division du pays en deux. De ce fait, les populations des zones centre, nord et ouest consommaient l'électricité mais ne payaient pas les factures car la CIE, chargée du recouvrement, avait fermé ses agences dans ses zones pour cause de sécurité. Ce qui a entraîné les conséquences suivantes : quand le taux annuel moyen de croissance de la consommation territoriale d'électricité passe de 2,8% sur la période 1990-1998 à 4,9% sur la période 1998-2011, celui du nombre d'abonnés passe de 5,2% sur la période 1990-1998 à 4,7% sur la période 1998-2011. En sus, l'arrêt des investissements, la détérioration des équipements mal entretenus et la baisse de la qualité de service<sup>26</sup> font que l'équilibre offre-demande est rompu. Concernant, les prix moyens, s'ils ont augmentés jusqu'en 2003, pour permettre au secteur de limiter ses déficits par rapport à la crise, ils vont subir une baisse significative les années qui suivent compte tenu de l'amélioration progressive de la situation militaro-politique et la préparation des élections de 2010 : de ce fait, le taux de croissance en moyenne annuelle du prix moyen passe de 3,4% sur la période 1990-1998 à 1,2% sur la période 1998-2011 ; état de fait qui est favorable à la consommation d'électricité car l'IPC a un taux supérieur (il passe de 7,6% sur la période 1990-1998 à 2,6% sur la période 1998-2011).

Enfin, La période 2011-2019 est marquée par la reconstruction post-crise et la relance de l'activité économique<sup>27</sup>. Durant cette période relativement propice au retour des investisseurs et la consolidation du système productif<sup>28</sup>, 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 [60] qui reprend l'ensemble des activités des deux structures dissoutes. Deuxièmement, l'introduction d'un nouveau Code de l'Electricité [61] 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 ; de ce fait, les effets réels de la participation des autres compagnies privées à des activités assurées normalement par la CIE restent encore à venir. Troisièmement, dans la logique du nouveau code, l'adoption du décret n° 2016-785 du 12 octobre 2016 [62] 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

<sup>24</sup> Les taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée industrielle et de la consommation MHT passent respectivement de 6,1% et 4,5% sur la période 1990-1998 à 0,4% et 3,2% sur la période 1998-2011.

<sup>25</sup> Les taux annuels moyens de croissance du PIB/Hb et de la consommation BT passent respectivement de 7,6% et 5,3% sur la période 1990-1998 à 2,6% et 4,6% sur la période 1998-2011.

<sup>26</sup> Alors que le temps moyen de coupure avait chuté de 72% sur la période 1990-1998, son taux de croissance moyen annuel est de 11,1% sur la période 1998-2011.

<sup>27</sup> Le taux de croissance annuel moyen du PIB/Hb passe de 2,6% sur la période 1998-2011 à 7% sur la période 2011-2019.

<sup>28</sup> Les taux de croissance annuels moyens de la valeur ajoutée industrielle et de la consommation MHT passent respectivement de 0,4% et 3,2% sur la période 1998-2011 à 2% et 8,4% sur la période 2011-2019.



distinct de l'Etat mais soumise à une tutelle ministérielle (ANARE, société d'Etat), à une régulation indépendante (ANARE-CI, autorité administrative indépendante). L'un des enjeux principaux pour le secteur de l'électricité, de cette panoplie de réformes, est l'ajustement des tarifs avec son corollaire qui 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. Néanmoins, durant la période, la hausse des factures d'électricité avaient suscité une grogne sociale finalement endiguée par le gouvernement qui a confirmé qu'à partir de 2016, il n'y aura pas de hausse des prix de l'électricité pour les deux années à venir mais que les hausses ne concerneront que les industriels<sup>29</sup>. Il faut dire que cette hausse n'a été que « la goutte d'eau qui fait déborder le vase » car les Ivoiriens considèrent, en majorité, depuis l'arrivée de la CIE que l'entreprise est bel et bien un monopole privé qui en impose à sa clientèle et lui fait subir de nombreux désagréments : les délais de raccordement très longs, la mauvaise qualité de l'énergie distribuée, les problèmes de facturation entraînant un manque de confiance des abonnés de la CIE. De même, le manque de transparence dans la gestion de la CIE et surtout l'absence de communication avec la clientèle qui a un besoin criant d'informations, sont constamment décriés par cette dernière. Dans ce contexte particulier, deux programmes majeurs sont mis en place par le gouvernement : le Programme National pour l'électrification rurale (PRONER) et Programme Electricité Pour Tous (PEPT). Les répercussions positives de la mise place de ces projets porteurs sont réelles : le taux annuel moyen de croissance de la consommation d'électricité BT passe de 4,6% sur la période 1998-2011 à 8,5% sur la période 2011-2019. Il faut noter que « l'assainissement » institutionnel ainsi que le retour des investisseurs et la relance économique sont totalement propices au secteur de l'électricité du pays : les taux moyens annuels de croissance de la demande et du nombre d'abonnés passent respectivement de 4,9% et 4,7% sur la période 1998-2011 à 8,4% et 6,7% sur la période 2011-2019 ; le temps moyen de coupure, qui s'était accrue, en moyenne annuelle de 11,1% sur la période 1998-2011, chute de 63,6% sur la période 2011-2019.

#### IV-Analyse économétrique<sup>30</sup>

##### 4-1 Analyse des variables de l'étude

##### 4-1-1 Présentation et description des variables

**Tableau 4:** Présentation des variables de l'étude

Libellé	Définition
CEL	Consommation d'électricité (en MWh)
NOBON	Nombre d'abonnés
PRMB	Prix moyen du KWh d'électricité (en FCFA)
TMC	Temps moyen de coupure (en Heure)

Source : Auteur

**Tableau 5:** Description des variables de l'étude

	CEL	NOBON	PRMB	TMC
Mean	2777630.63	552907.28	39.958	32.41283
Median	2127250	405954	46.100	31.665
Maximum	10049000	1900000	66.26	60.00
Minimum	57200	13592	12.00	8.500
Std.Dev.	2609272.64	492868.08	19.42409	14.07722
Skewness	1.261678	0.925336	-0.227262	0.194645
Kurtosis	3.764265	2.977622	1.514397	1.757322
Jarque-Bera	17.37857	8.563726	6.034024	4.239489
Probability	0.000168	0.013817	0.048947	0.120062
Sum	1.67E+08	33174437	2397.480	1944.77

<sup>29</sup> Le taux moyen annuel de croissance du prix moyen de l'électricité passe de 1,2% sur la période 1998-2011 à 0,8% sur la période 2011-2019 ; ce taux est favorable à la consommation d'électricité car celui de l'IPC lui est supérieur (il passe de 2,6% sur la période 1998-2011 à 1,6% sur la période 2011-2019).

<sup>30</sup> Nous utilisons dans cette analyse les travaux des auteurs suivants : Dickey and Fuller (1979) [63], Phillips and Perron (1988) [64], Zivot and Andrews (1992) [65], Kwiatkowski, Phillips, Schmidt and Shin (1992) [66], Engle and Granger (1987 [67], Johansen (1995) [68], Pesaran, Shin and Smith (2001) [69], Toda and Yamamoto (1995) [70].

Sum Sq. Dev.	4.02E+14	1.43E+13	22260.42	11691.92
Observations	60	60	60	60

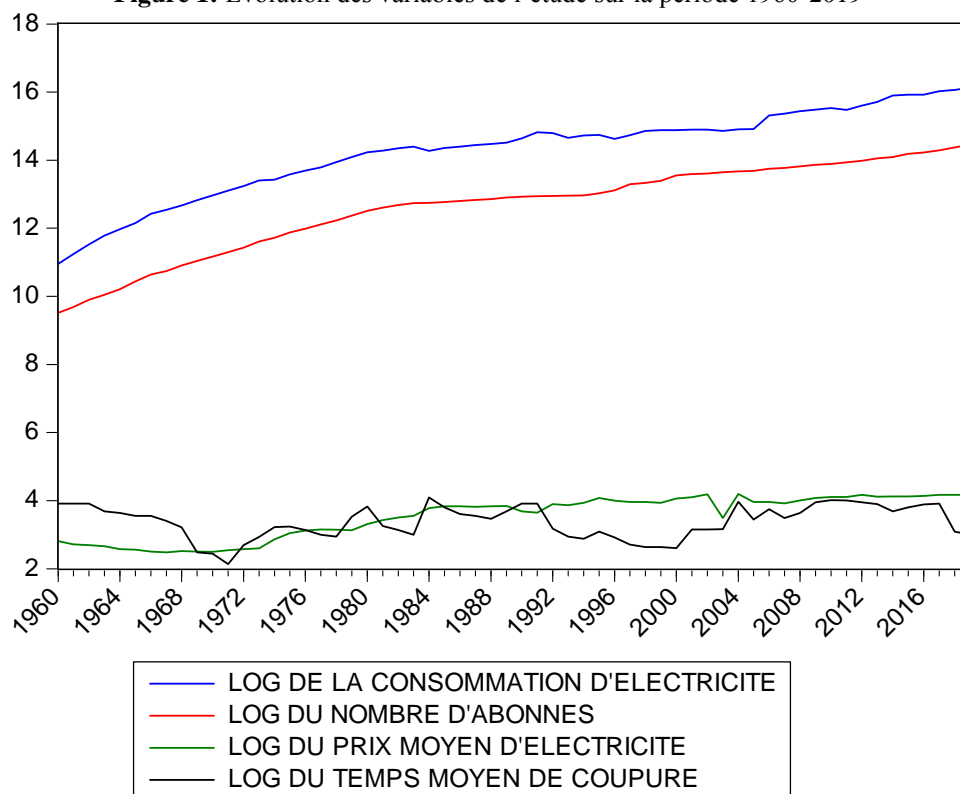
Source : Calcul de l'auteur

#### 4-1-2 Représentation de l'évolution des variables

Pour des fins économétriques, nous avons fait prendre une forme logarithmique aux variables de notre étude. Cela nous permettra d'interpréter nos résultats d'estimation en termes d'élasticité.

La lecture de la fig. 1, ci-dessous témoigne d'une croissance de la consommation d'électricité et du nombre d'abonnés sur la période 1960 à 2019. Par ailleurs, sur la même période, le prix moyen d'électricité et le temps de coupure enregistre une évolution autour d'une tendance constante.

Figure 1: Evolution des variables de l'étude sur la période 1960-2019



Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

#### 4-2 Stationnarité des séries

De façon générale, une série temporelle est dite stationnaire lorsque les valeurs prises par cette série sont issues d'un processus dont les propriétés en termes de moment ou de loi sont invariantes dans le temps. Cela signifie que la loi du couple  $(X_t, X_{t+\theta})$  dépend uniquement de  $\theta$ . Un exemple de série stationnaire est la série  $X_t = \beta + \varepsilon_t(1)$ . Dans une telle série, les valeurs de la série fluctuent autour de la moyenne  $\beta$ . En revanche, les séries de la forme  $X_t = X_{t-1} + \beta + \varepsilon_t(2)$ , sont non stationnaires. Cela nous montre la raison de la différenciation des séries pour les rendre stationnaires. En économétrie de séries temporelles, la préoccupation du chercheur est de tester la stationnarité des variables. Plusieurs tests statistiques ont été proposé par des chercheurs pour tester le caractère stationnaire des séries temporelles en l'occurrence le test Augmented Dickey-Fuller (ADF), le test de Phillips-Perron (PP), le test de Andrews et Zivot (AZ), le test Ng-Perron, le test KPSS, etc. Les trois premiers sont les plus couramment utilisé. En fait, le test ADF est efficace en cas d'autocorrélation des erreurs, le test PP est adapté en présence d'hétéroscédasticité, et le test AZ est utilisé pour une série qui accuse une rupture de structure ou changement de régime identifié de façon endogène. Dans cette étude, nous avons eu recours aux tests ADF, PP et AZ. Les résultats sont donnés comme suit (les statistiques calculées sont des t de Student).

#### Test augmenté de Dickey Fuller (ADF) et Test de Phillips-Perron (PP)

Ces deux tests sont des tests de non-stationnarité dans le sens où l'hypothèse nulle du test est la présence de racine unitaire dans la série. Une statistique de test  $T_{sta}$  est calculée et sa valeur est comparée à la valeur critique  $CV_{5\%}$  % tabulée par MacKinnon (1996).

**Règle de décision :**

- Si la  $p - value < 0.05 \Leftrightarrow T_{sta} < CV_{5\%}$  on rejette  $H_0$  95%, la série est stationnaire.
- Si la  $p - value > 0.05 \Leftrightarrow T_{sta} \geq CV_{5\%}$ , la série admet une racine unitaire. Pour la rendre stationnaire, il faut différencier la série et réeffectuer les tests de stationnarité sur la série différenciée.

**Tableau 6 : Tests de stationnarité des séries**

Variables	Niveau				Différence première				Constat
	ADF	PP	AZ	Date de rupture	ADF	PP	AZ	Date de rupture	
LCEL	-4.49*** (-4.12)	-4.39*** (-4.12)	-	-					I(0)
LNOBON	-3.48** (-2.91)	-5.21*** (-3.54)	-	-					I(0)
LPRMB	1.69 (-1.94)	1.40 (-1.94)	-	-	-11.58*** (-2.60)	-11.33*** (-2.60)	-	-	I(1)
LTMC	-0.73 (-1.94)	-0.75 (-1.94)	-	-	-8.04*** (-2.60)	-8.34*** (-2.60)	-	-	I(1)

Note : () : Valeurs critiques au seuil de 5% ; \* = stationnaire à 1% ; \*\* : Stationnaire à 5% ; \*\*\* = : Stationnaire à 1%

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

L'on note que les séries prix moyen du KWh d'électricité et taux moyen de coupure sont intégrées d'ordre 1, c'est-à-dire I(1) (stationnaire après la première différence), alors que les séries consommation d'électricité et nombre d'abonnés sont stationnaire en niveau (sans différenciation), avec une tendance déterministe pour la série consommation d'électricité. La présence de tendance déterministe sera prise en compte pour expliquer notre variable d'intérêt (la consommation d'électricité) par le nombre d'abonnés, le prix moyen d'électricité et le taux moyen de coupure. Il ressort que les séries sont ainsi intégrées à des ordres différents, ce qui rend inefficace le test de cointégration de Engle et Granger (cas multivarié) et celui de Johansen, et rend opportun le test de cointégration aux bornes (Pesaran, 2001). Par ailleurs, vu qu'aucune série n'est intégrée d'ordre 2, I(2), cela rend opportun l'utilisation d'une modélisation ARDL.

**4-3 Test de cointégration (Pesaran)**

Les séries que nous utilisons dans notre étude sont intégrés à des ordres différents. Vu que nous sommes dans un cas multivarié, la seule alternative qui nous est permise pour tester la cointégration est le Test de cointégration de Pesaran (2001).

Pour parvenir à la mise en place d'un tel test, nous devons :

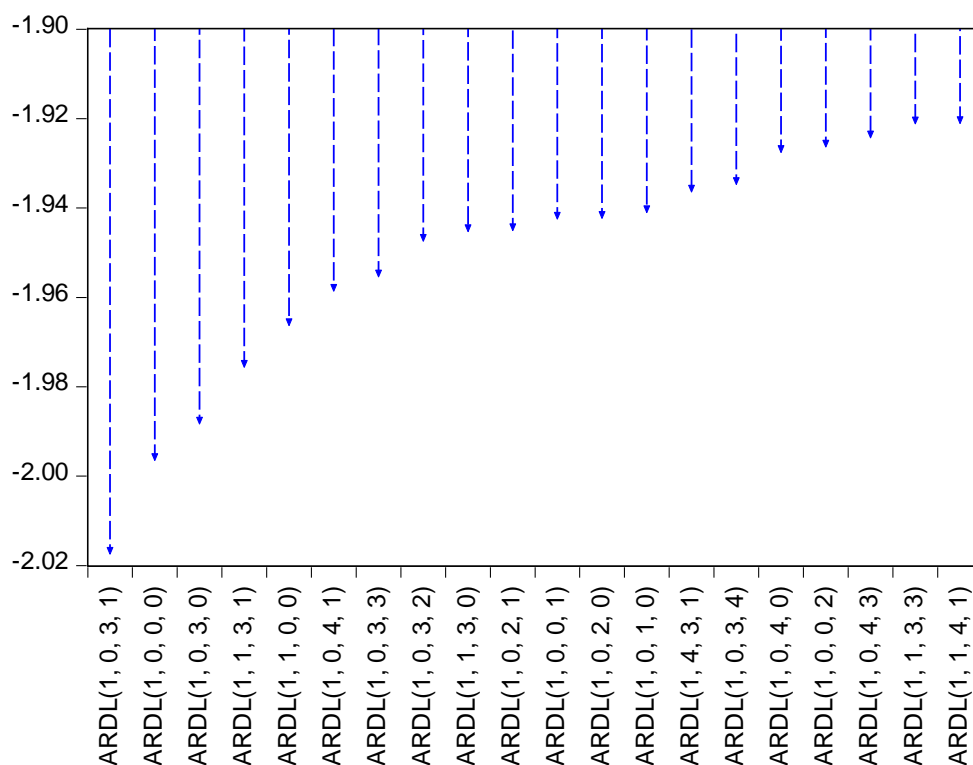
- Déterminer le décalage optimal à l'aide des critère (AIC, SIC) ;
- Recourir au test de Fisher pour tester la cointégration entre séries.

**4-3-1 Décalage optimal et estimation du modèle ARDL**

Nous nous servons du critère d'information de Schwarz (SIC) pour sélectionner le modèle ARDL optimal, celui qui offre des résultats statistiquement significatifs avec le moins de paramètres. La fig. 2 ci-dessous donne les résultats de la détermination du modèle ARDL optimal retenu. Comme on peut le voir, le modèle ARDL (1,0,3,1) est le plus optimal parmi les autres présentés, car il offre la plus petite valeur du SIC (-2.03)

Par ailleurs, au regard des tests qui aident à diagnostiquer le modèle ARDL estimé, l'on note l'absence d'autocorrélation des erreurs, il n'y a également pas d'hétéroscédasticité (selon le test d'ARCH), il y a normalité des erreurs, et le modèle a été bien spécifié (TABLEAU 7).

**Figure 2 : Choix du modèle ARDL optimal  
Schwarz Criteria (top 20 models)**



Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

**Tableau 7 : Tests diagnostiques du modèle ARDL(1,0,3,1) estimé**

Hypothèse du test	Tests	Valeurs (probabilité)
Hétéroscédasticité	Breusch-Pagan	20.19 (0.02)
	ARCH-Test	0.32 (0.57) *
Autocorrélation	Breusch-Godfrey	5.15 (0.08) *
Normalité	Jarque-Bera	3.07 (0.22) *
Spécification	Ramsey (Fisher)	0.08 (0.78) *

Note : \* = acceptation de l'hypothèse nulle

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

L'hypothèse nulle du test d'hétéroscédasticité, d'autocorrélation, de spécification et de normalité est acceptée. Le modèle ARDL(1,0,3,1) estimé est globalement bon et explique à 99,68% (Annexe 1) la dynamique de la consommation d'électricité sur la période 1960 à 2019.

#### 4-3-2 Test de cointégration aux bornes

Le test de cointégration de Pesaran et al. (2001) exige que le modèle ARDL soit estimé au préalable. La statistique du test calculée, soit la valeur F de Fisher, sera comparée aux valeurs critiques (qui forment des bornes) comme suit :

- Si F est supérieure à la borne supérieure alors la cointégration existe ;
- Si F est inférieure à la borne inférieure alors la cointégration n'existe pas ;
- Si F est compris entre la borne inférieure et la borne supérieure, l'on ne peut conclure.

Les résultats du test de cointégration aux bornes (TABLEAU 8) confirment l'existence d'une relation de cointégration entre les séries sous étude (la valeur de F-stat (7.01) est supérieure à celle de la borne supérieure, notée I(1), qui est de 5.07 au seuil de 5%. Ce qui donne la possibilité d'estimer les effets de long terme du nombre d'abonnés, du prix moyen d'électricité et du temps moyen de coupure sur la consommation d'électricité.

**Tableau 8 : Résultats du test de cointégration aux bornes de Pesaran**

Test Statistic	Value	Signif.	I(0)	I(1)
F-statistic	8.746205	10%	2.97	3.74
k	3	5%	3.38	4.23
		1%	4.30	5.23

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

#### 4-4 Corrélation et Causalité entre les variables

##### 4-4-1 Corrélation entre variables

Pour ce qui est de la relation en termes de corrélation entre le nombre d'abonnés, le prix moyen d'électricité, le temps moyen de coupure sur notre variable d'intérêt, la consommation d'électricité, nous remarquons une forte corrélation significative (Annexe 2) entre le nombre d'abonné et le prix moyen d'électricité sur notre variable d'intérêt. Mais, il semble ne pas avoir une corrélation entre le temps moyen de coupure et la variable d'intérêt. En effet, la corrélation est de 0.99 entre le nombre d'abonnés et la variable d'intérêt. Celle-ci est de 0.90 entre le prix moyen d'électricité et la variable d'intérêt. Par contre, elle est de 0.096 entre le temps moyen de coupure et la variable d'intérêt. Toutefois, il existe une corrélation élevée (0.92) entre le nombre d'abonné et le prix moyen d'électricité et une faible corrélation (0.23) entre le prix moyen d'électricité et le temps moyen de coupure. Cette forte corrélation entre le nombre d'abonné et le prix moyen d'électricité pourrait causer probablement de la multicollinéarité.

Du fait de la distinction entre causalité et corrélation (existence d'un lien positif ou négatif entre deux séries) nous effectuons des tests de causalité afin d'être plus précis, car par définition, la causalité implique la corrélation, mais l'inverse n'est pas vérifié.

##### 4-4-2 Test de causalité de Toda-Yamamoto entre variables

Lorsque les variables non stationnaires ne sont pas cointégrées ou sont intégrées à des ordres différents, le test de causalité de Granger traditionnel devient inefficace. Dans ce cas, l'on recourt au test de causalité au sens de Toda-Yamamoto (1995) qui est basé sur la statistique « W » de Wald, celle-ci est distribuée suivant un khi-deux. L'hypothèse nulle stipule l'absence de causalité entre variables (probabilité > 5%).

Selon les critères du SIC et du LR, il a été retenu  $p=1$  comme le retard optimal du VAR en niveau. Et vu que l'ordre d'intégration maximal de nos séries est  $d = 1$ , alors un VAR d'ordre 2 a permis de tester la causalité au sens de Toda-Yamamoto des variables de notre étude, et les résultats de ce test sont présentés dans le TABLEAU 9 ci-après.

**Tableau 9 : Test de causalité de Toda-Yamamoto**

Variables dépendantes	Variables causales / (probabilité)			
	LCEL	LNOBON	LPRMB	LTMC
LCEL	-	(0.0153)**	(0.0228)**	(0.0186)**
LNOBON	(0.7001)	-	(0.9597)	(0.8934)
LPRMB	(0.2700)	(0.9521)	-	(0.2848)
LTMC	(0.5964)	(0.6049)	(0.0230)**	-

Note : \*\*\*=causalité au seuil de 1% ; \*\*= causalité au seuil de 5% ; causalité au seuil de 10%

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

Le TABLEAU 9 ci-dessus renseigne sur les différents sens de causalité au sens de Toda-Yamamoto. Il ressort que :

- Le nombre d'abonnés ( $p - value = 0.0153 < 5\%$ ), le prix moyen d'électricité ( $p - value = 0.0228 < 5\%$ ) et le temps moyen de coupure ( $p - value = 0.0186 < 5\%$ ) causent la consommation d'électricité ;
- Le temps moyen de coupure est causé par le prix moyen d'électricité ( $p - value = 0.0230 < 5\%$ ).

#### 4-5 Coefficients de long terme et dynamique de court terme

##### 4-5-1 Coefficients de court terme

L'étude de la relation de court terme entre les variables de l'étude est résumée à travers le TABLEAU 10 ci-après. A court terme et au seuil de 10%, la consommation d'électricité est négativement impactée par le prix moyen d'électricité de la période courante. Il ressort également que le prix moyen d'électricité à la période  $t-2$  a

un effet, mais positif sur la consommation d'électricité. Ainsi, à court terme, le nombre d'abonnés et le temps moyen de coupure ne semblent pas avoir un impact sur la consommation d'électricité.

**Tableau 10 : Résultats d'estimations des coefficients de Court Terme**

ECM Regression				
Case 4: Unrestricted Constant and Restricted Trend				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
C	0.930743	0.123030	7.565147	0.0000
D(LPRMB)	-0.116797	0.062374	-1.872519	0.0674
D(LPRMB(-1))	-0.076051	0.071109	-1.069508	0.2903
D(LPRMB(-2))	0.183100	0.062390	2.934764	0.0051
D(LTMC)	-0.017230	0.028153	-0.612020	0.5435
CointEq(-1)*	-0.216917	0.031489	-6.888601	0.0000
R-squared	0.566061	Mean dependent var		0.080600
Adjusted R-squared	0.523518	S.D. dependent var		0.094166
S.E. of regression	0.065000	Akaike info criterion		-2.529545
Sum squared resid	0.215478	Schwarz criterion		-2.314487
Log likelihood	78.09205	Hannan-Quinn criter.		-2.445967
F-statistic	13.30561	Durbin-Watson stat		1.685144
Prob(F-statistic)	0.000000			

\* p-value incompatible with t-Bounds distribution.

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

#### 4-5-2 Coefficients de long terme

Les résultats de la dynamique de court terme associée à ceux de long terme sont présentés dans le TABLEAU 10 ci-dessus. Le terme CointEq(-1) correspond au résidu retardé issu de l'équation d'équilibre de long terme. Son coefficient estimé est négatif, compris entre 0 et 1 en valeur absolue et largement significatif (p-value = 0.000 < 1%), confirmant ainsi l'existence d'un mécanisme à correction d'erreur, et donc l'existence d'une relation de long terme entre les variables de l'étude.

Le TABLEAU 11 ci-dessous fournit les élasticités de long terme estimées. Il se dégage une significativité du nombre d'abonnés, du prix moyen d'électricité et du temps moyen de coupure sur la consommation d'électricité. A long terme, le nombre d'abonnés impact positivement la consommation d'électricité, et un accroissement de 1% de celui entraîne une augmentation de 0.91% de la consommation d'électricité. Par ailleurs, le temps moyen de coupure impact positivement la consommation d'électricité. Il ressort qu'une augmentation de 1% de celui-ci entraîne un accroissement de 0.27% de la consommation d'électricité. Enfin, le prix moyen d'électricité s'avère significatif, mais impacte négativement la consommation d'électricité. Lorsque le prix moyen d'électricité diminue de 1%, il se dégage un accroissement de la consommation d'électricité de 0.73%, toute chose étant égale par ailleurs.

**Tableau 11 : Résultats d'estimations des coefficients de Long Terme**

Levels Equation				
Case 5 : Unrestricted Constant and Unrestricted Trend				
Variable	Coefficient	Std. Error	t-Statistic	Prob.
LNOBON	0.908302	0.201856	4.499750	0.0000
LPRMB	-0.726758	0.294139	-2.470801	0.0172
LTMC	0.266211	0.124817	2.132806	0.0382
@TREND	0.016491	0.012678	1.300725	0.1996
EC = LCEL - (0.9083*LNOBON -0.7268*LPRMB + 0.2662*LTMC + 0.0165*@TREND)				

Source : Auteur (nos estimations sur Eviews 10)

## V. Conclusion et recommandations

La présente étude avait pour objectif de déterminer les facteurs pouvant expliquer la consommation d'électricité en Côte d'Ivoire entre 1960 et 2019. Les résultats émanant de cette étude sont les suivants : à court terme, la consommation d'électricité est négativement impactée par le prix moyen d'électricité mais le nombre

d'abonnés et le temps moyen de coupure ne semblent pas avoir un impact sur la consommation d'électricité ; à long terme, le nombre d'abonnés et le temps moyen de coupure impactent positivement la consommation d'électricité, mais, comme dans le court terme, le prix moyen d'électricité impacte négativement la consommation d'électricité.

En premier lieu, nos recommandations ont pour cible l'augmentation durable du nombre d'abonnés, à savoir favoriser l'accès à l'électricité en Côte d'Ivoire. En effet, l'accès à l'énergie électrique doit avant tout être un objectif politique. Dans le monde, les pays qui ont progressé le plus significativement en matière d'accès à l'électricité, à la fois en termes de rapidité d'action et de taux de couverture, sont ceux dans lesquels l'Etat s'est saisi du sujet pour en faire un objectif national.

Pour parvenir à généraliser l'accès à l'électricité, il faut à la fois développer les réseaux traditionnels et les solutions hors réseau, mais aussi un environnement favorable (politiques publiques, institutions, planification stratégique, réglementation et incitations). L'accès universel à l'énergie électrique reste un objectif difficile à atteindre parce que les personnes qui ne bénéficient toujours pas de ce service habitent dans des zones reculées et/ou sont pauvres. Dans les zones urbaines, ce sont les populations pauvres qui ne sont toujours pas desservies. Or, même s'il est a priori plus facile de relier ces habitants au réseau électrique, il peut s'avérer compliqué de doter d'infrastructures permanentes les quartiers informels où vivent nombre d'entre eux. En revanche, le coût d'extension du réseau peut être prohibitif pour les ménages installés dans des zones reculées, où même les systèmes hors réseau peuvent se révéler difficiles à envisager sur le plan financier. Les principaux obstacles à l'extension du réseau électrique résident dans l'insuffisance des capacités de production, la mauvaise qualité de l'infrastructure de transport et de distribution, le coût de la fourniture dans les zones reculées ou, tout simplement, le prix de l'électricité. Concernant l'électrification hors réseau, et notamment les mini-réseaux, les principaux problèmes tiennent à la qualité des politiques publiques, à la pertinence de la réglementation, au manque de planification et d'appui institutionnel, à des financements insuffisants pour les entreprises opérant sur ce segment et au coût pour les ménages les plus pauvres.

Les facteurs préalables à l'expansion de l'accès à l'électricité sont les suivants : pérennité de l'engagement politique et du soutien financier, incitations et mesures favorables, solidité des institutions et bon équilibre entre solutions sur le réseau et hors réseau. En fonction du contexte local, il faut trouver l'équilibre entre viabilité financière des fournisseurs d'électricité et maintien de tarifs à la consommation abordables, par exemple par une utilisation stratégique et ciblée des financements publics. Il est possible de s'appuyer à la fois sur des installations solaires domestiques hors réseau, fournies par le secteur privé, et une extension du réseau principal, financée sur des fonds publics. Les installations solaires domestiques peuvent être mises en place, suivant un modèle de facturation au service. Ce modèle offre une flexibilité de paiement qui permet d'élargir l'accès à l'électricité ; l'un de ses principaux avantages tient à la possibilité d'échelonner les paiements. De même, « l'enjeu du dernier kilomètre », c'est-à-dire l'accès effectif des foyers, des entreprises et des équipements collectifs à l'électricité, constitue une priorité, en s'attachant à la fiabilité de la fourniture d'électricité. L'un des grands volets de la stratégie du pays consisterait à intensifier ses efforts avec les partenaires de développement et le secteur privé au moyen d'instruments financiers qui, parallèlement aux réformes sectorielles et institutionnelles, encouragent les solutions sur le réseau et hors réseau et attirent les investissements privés. En outre, les gouvernants doivent être attentifs à la baisse des coûts et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Les innovations et les technologies modernes disponibles donnent de l'espoir pour l'avenir. La baisse des coûts des technologies de stockage et des énergies renouvelables et l'efficacité énergétique accrue des équipements et appareils électriques offrent de formidables possibilités pour développer l'offre de services tout en réduisant la consommation d'énergie. En outre, les modèles d'activité reposant sur les nouvelles technologies, comme la facturation au service dans la filière solaire, offrent des opportunités prometteuses pour des projets d'électrification hors réseau menés par le secteur privé, à condition toutefois que les pays mettent en place un climat favorable à l'investissement.

Il faut également trouver des moyens de résoudre durablement la problématique de l'électrification rurale par : une volonté politique marquée (restructuration du cadre juridique et institutionnel en vue de libéraliser les forces du marché rural en énergie, développer les coopératives et autres structures associatives rurales pour la fourniture d'énergie, favoriser par des incitations les marchés ruraux d'énergie); une approche participative (Organisations communautaires de base à favoriser, ONG de développement rural, PME et PMI rurales); un intéressement du secteur privé - l'action privée- et des acteurs usuels de la société civile en milieu rural (ONG - administrations décentralisées - instituts de Recherche et Développement - écoles et universités - chefferies traditionnelles, etc.); établir un état réaliste des capacités et dresser un consensus au sein de toutes les parties prenantes; établir un cadre stratégique cohérent avec la stratégie du secteur énergétique et la stratégie de développement des zones rurales; la mobilisation des concours bilatéraux et internationaux ainsi que des mécanismes financiers appropriés (sociétés financières décentralisées, fonds dédiés, subventions aux actions sociales, prêts adaptés aux associations de développement mutualistes, etc.); la mise en place de structures d'encadrement et d'assistance aux PME -PMI de Services énergétiques décentralisés et aux acteurs. Par

conséquent, Un programme de fourniture de services électriques et énergétiques pour le milieu rural, cohérent et équitable est nécessaire: il devra faire appel aux ressources locales tant en termes de sources (énergies renouvelables comme le solaire, la mini hydraulique et la biomasse) que de capacités (au besoin en les renforçant); il devra s'appuyer sur les expériences de succès dans le monde entier; il devra être soutenu par une volonté politique et par l'action privée en mobilisant la société civile ivoirienne et les concours internationaux bilatéraux et/ou multilatéraux; il suppose une restructuration du secteur en termes institutionnels et réglementaires et l'engagement remarquable de la Côte d'Ivoire dans sa politique de fourniture de l'électricité en zone rurale; promouvoir la coopération régionale en matière d'énergie électrique en renforçant principalement la politique d'interconnexion.

L'essentiel n'est pas d'apporter « le symbole de la modernité » au monde rural, mais encore faut-il que ce symbole soit pérenne. Notre recommandation prend en compte cette dimension capitale de l'électrification rurale par le truchement des dispositions financièrement, économiquement, techniquement et socialement viables. Toutes ces propositions ne sauront être mises en œuvre sans une étude approfondie. Cette étude aura pour objet de rechercher le socle de l'électrification du monde rural : un schéma directeur. Il apparaît comme un précieux outil d'aide à la décision. En plus de cet outil, une étude de faisabilité permettra d'avoir une précision dans l'application des différents outils, instruments et méthodes proposés pour favoriser l'électrification rurale en Côte d'Ivoire. La planification énergétique, pour assumer efficacement ses fonctions d'anticipation et de coordination, ne doit pas faire abstraction des conditions dans lesquelles les autres acteurs participent à la marche du système énergétique ni évacuer tous les aspects liés aux préférences, aux valeurs, aux motivations et aux comportements sociaux. Il sera plus raisonnable, vu les circonstances actuelles, de ne pas se lancer dans des programmes généraux, généreux mais inapplicables. Pour cela, il convient de mieux cibler les programmes d'électrification rurale.

En second lieu, nous souhaitons que des actions soient menées afin « d'endiguer » l'impact négatif de la hausse des prix de l'électricité sur la consommation du pays. D'abord, il s'agit de libéraliser réellement le secteur et « finir » avec le monopole privé de la CIE, afin qu'à l'instar du secteur de la téléphonie mobile, les tarifs aient une tendance à la baisse. Il est clair que les perspectives de viabilité financière du secteur de l'électricité sont à la merci des chocs externes et s'améliorent ou s'aggravent en fonction des variations des cours du pétrole ou des devises, ou encore des précipitations. Les déficits quasi budgétaires, qui correspondent à la différence entre le chiffre d'affaire net d'un opérateur efficient et ses recettes encaissées nettes, atteignent souvent des niveaux « intolérables ». Or de nombreux ménages n'ont pas les moyens de payer les frais de branchement et les tarifs de l'électricité, ce qui limite l'expansion de l'accès au réseau. Cette situation est source de fraudes qui pénalisent évidemment l'entreprise d'électricité. L'amélioration de l'efficacité opérationnelle devrait être la première priorité politique dans une optique de réduction des déficits quasi budgétaires. Dans un marché « libéralisé », si les opérateurs arrivaient à réduire simultanément les pertes de transport, de distribution et de recouvrement des factures de l'électricité dispatchée et à lutter efficacement contre la fraude, ces derniers verraient disparaître leurs déficits. L'expérience internationale indique que la consommation non relevée est concentrée de manière disproportionnée chez les gros clients et chez d'autres clients en mesure de payer des tarifs qui reflètent les coûts. En ciblant en priorité les clients plus aisés, gros consommateurs, d'importantes réductions des pertes sont réalisables avec peu de pertes de bien-être. Il est vrai que le pays risque d'avoir besoin d'augmenter les tarifs. Or l'écart de financement ne peut pas être comblé par la seule élimination des insuffisances opérationnelles; les tarifs devront être augmentés, même après avoir atteint l'objectif de référence d'exploitation performante. L'incitation pressante à augmenter les tarifs pourrait être quelque peu atténuée par une optimisation du mix de production d'énergie et par une réduction supplémentaire des coûts, mais ceci risque de prendre de nombreuses années et nécessite des investissements importants. Une approche d'économie politique peut aider à concevoir les hausses tarifaires :

- augmenter les tarifs quand les coupures de courant se répètent sans répit risque fortement de provoquer des réactions brutales. Les opérateurs doivent se concentrer sur l'obtention d'un niveau acceptable de qualité de service pour s'engager dans une trajectoire où les recettes définies par le barème des tarifs permettent de couvrir les coûts. Ils pourraient réduire les coûts par l'élimination progressive des insuffisances opérationnelles, la mise en œuvre de mesures à court terme afin de réduire la durée (sinon la fréquence) des coupures de courant et d'une manière plus générale, par une amélioration de la qualité du service à la clientèle. Les systèmes d'information sont fondamentaux pour pouvoir répondre aux plaintes des clients, accélérer la remise en service après les coupures de courant, mesurer régulièrement la fiabilité du système et fournir un meilleur service commercial ;

- des augmentations tarifaires faibles et fréquentes peuvent être mieux acceptées que des augmentations importantes sporadiques. Pour éliminer les subventions des carburants, l'Inde et la Thaïlande ont relevé les prix du carburant régulièrement chaque mois par petits paliers annoncés à l'avance, jusqu'à ce que le niveau de couverture des coûts soit atteint. La prévisibilité associée à des augmentations faibles et gérables peut contribuer dans une large mesure à faciliter l'acceptation ;



- une période au cours de laquelle les prix du pétrole (et/ou ceux à la consommation) sont bas peut être un moment opportun pour introduire un mécanisme automatique de hausse en fonction du prix du carburant (et/ou du coût de la vie). Un mécanisme d'ajustement automatique des prix, tel que celui mis en place au Kenya, peut contribuer à « dépolitiser » l'un des aspects des ajustements tarifaires. Le meilleur moment pour introduire un tel mécanisme se situe dans une période de prix bas, afin que le mécanisme ne soit pas considéré par les clients comme de fortes augmentations du tarif ;

- un ciblage des hausses tarifaires sur les clients « solvables » qui sont capables de payer plus permet de limiter les effets négatifs sur les populations pauvres. De même que pour les pertes commerciales, il serait logique de se concentrer d'abord sur les augmentations tarifaires applicables aux clients de grande et moyenne consommation, pour qui « l'abordabilité » n'est pas un défi aussi difficile que pour les ménages à faible consommation. Bien que la sensibilité politique des clients les plus aisés aux augmentations des tarifs ne doive pas être ignorée, il ne faut pas non plus la surestimer. Face aux importants déficits des opérateurs et à la faiblesse des taux d'accès à l'électricité, il n'y a aucune raison impérieuse de « subventionner » ceux qui peuvent payer des tarifs plus élevés. En effet, ils pourraient être invités à financer davantage les subventions croisées au profit des clients à faible revenu, à condition toutefois que la consommation totale de ces derniers ne représente qu'une petite fraction de l'ensemble de l'électricité vendue. Des exemples de réussite des réformes du secteur de l'énergie dans certains pays émergents montrent que les clients à revenu moyen ou élevé acceptent généralement que les tarifs reflètent les coûts, à condition que la qualité des services d'électricité soit bonne ;

- les compteurs à prépaiement sont utiles tant pour les opérateurs que pour les clients. Pour les ménages à faible revenu avec des contraintes de trésorerie, pouvoir payer par petites tranches permet d'aligner les paiements de l'électricité sur les flux de revenu. Les ménages ayant opté pour un plan à prépaiement ne risquent pas de coupure du service pour défaut de paiement et évitent les pénalités et les frais de « rebranchement », qui peuvent être quelquefois considérables. Mais les compteurs à prépaiement ne devraient pas être rendus obligatoires si le réseau électrique n'est pas fiable, de peur que les clients ne paient par avance un service d'électricité qu'ils ne peuvent obtenir quand ils en ont besoin. De plus, pour les opérateurs, les compteurs à prépaiement améliorent le recouvrement des recettes ;

- il faut revoir relativement à la hausse les subventions qui viennent en complément des tarifs sociaux pratiqués pour permettre aux pauvres d'acheter le niveau de consommation d'électricité de subsistance. Cette politique pourrait être appliquée prioritairement dans les « campagnes » via le processus d'électrification rurale ;

- enfin, un ciblage plus précis des subventions croisées visant les pauvres peut contribuer à rendre les prix plus abordables et accélérer l'élargissement de l'accès aux services d'électricité. Pour améliorer l'accès à l'électricité, la première priorité consiste à rendre les coûts du branchement initial abordables. De ce fait, la réglementation pourrait imposer aux opérateurs, la couverture partielle des coûts précités sur l'ensemble du territoire !

## Références

- [1]. M. Munasinghe, Costs Incurred by Residential Electricity Consumers Due to Power Failures, *Journal of Consumer Research*, Vol. 6, n° 4, 1980, pp. 361-369.
- [2]. G. S. Becker, *The Economic Approach of Human Behavior*, (University of Chicago Press, 1976).
- [3]. J.M. Keynes, *Théorie générale de l'emploi de l'intérêt et de la monnaie*, (Payot, 1969).
- [4]. A.C. Pigou, *Essays in Economics*, *Revue économique*, vol. 5, n° 4, 1954, pp. 655-656.
- [5]. J.S. Duesenberry, *Income, Saving and the Theory of Consumer Behavior*, (Harvard University Press, 1949).
- [6]. M. Friedman, *A Theory of the Consumption Function*, (1957).
- [7]. S. Botton, *L'accès à l'eau et à l'électricité dans les pays en développement : Comment penser la demande ?* (Economie publique, 2005).
- [8]. M. Leroy, Maya, *La participation et l'implication des populations dans les projets de développement et de coopération décentralisée. Une revue critique de la littérature*, (Clamart : EDF R&D - GRETS, mai 2005, 89 p.).
- [9]. A. Ménager, *Electricité, voyage au cœur du système*, (Eyrolles, Paris, 2000).
- [10]. P. Wijayatunga. et M.S. Jayalath, *Economic impact of electricity supply interruptions on the industrial sector of Bangladesh*, *Energy for Sustainable Development*, Volume XII, n°3, 2008.
- [11]. IEEE, *Recommended practice for monitoring electric power quality*, (IEEE Std 1159, 1995).
- [12]. I. Tristiu, *Reconfiguration des réseaux électriques de distribution urbaine dans le contexte de l'ouverture du marché d'électricité*, (Travail de Diplôme Postgrade, Ecole Polytechnique Fédérale de Lausanne, Lausanne, Suisse, 2003).
- [13]. K.G. Willis et G.D. Garrod, *Electricity supply reliability : Estimating the value of lost load*, *Energy Policy*, n°25(1), 1997, pp. 97-103.
- [14]. B.S. Diboma et .T.T. Tamo, *Power interruption costs to industries in Cameroon*, *Energy Policy*, n°62, 2007, pp. 582-592.
- [15]. E. Barane, *Réglementation et ouverture à la concurrence des activités en réseaux : le cas des télécommunications*, *Revue française d'économie*, vol. 13, n°4, 1998, pp. 161-186.
- [16]. M. Boiteux, *Sur la gestion des monopoles astreints à l'équilibre budgétaire*, *Econometrica*, n° 24, 1956, pp. 22-40.
- [17]. J.J. Laffont, *The New Economics of Regulation Ten Years After*, *Econometrica*, mai, vol. 62, n°3, 1994, pp. 507- 538.
- [18]. Averch et Johnson, *Behavior of the Firm under Regulatory Constraint*, *American Economic Review*, vol. 52, 1962, pp. 1053-1069.

- [19]. J.W. Baumol, J.G. Panzar et R.D. Willig, *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, (Harcourt Brace Jovanovich, New York, 1982).
- [20]. J.J. Laffont et J. Tirole, *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*, (Cambridge, MIT Press, 1993).
- [21]. ANARE, *Rapports d'activité : la tarification de l'électricité*, (Abidjan, 2018).
- [22]. M.-H. Dabat, D. Litvine et S. Mouras, *Comprendre, évaluer et prédire la demande d'énergie: un défi pour les pays en développement*, (UFR d'économie, Université de Montpellier I, 2014).
- [23]. D. Litvine, L. Gazull et M.-H. Dabat, *Assessing the potential demand for biofuel by combining Economics and Psychology: A focus on proximity applied to Jatropha oil in Africa*, *Ecological Economics* n°100, 2014, pp. 85-95.
- [24]. L. Suganthi L., A.A. Samuel, 2012. *Energy models for demand forecasting – a review*. *Renewable and sustainable, energy reviews* n°16, 2012, pp. 1223-1240.
- [25]. V.S.Ediger, S. Akar et B.Ugurlu, *Forecasting production of fossil fuel sources in Turkey using a comparative regression and ARIMA model*, *Energy Policy* n°34(18), 2006, pp. 3836-3846.
- [26]. V.S.Ediger, S. Akar, *Forecasting of primary energy demand by fuel in Turkey*, *Energy Policy* n°35, 2007, pp. 1701-1708.
- [27]. S.S. Pappa, L. Ekonomou., D.C. Karamousantas, G.E. Chatzarakis, S.K. Katsikas, et P. Liatsis, *Electricity demand loads modeling using autoregressive moving average (ARMA) models*, *Energy* n°33, 2008, pp. 1353-1360.
- [28]. D.P. Sharma, P.S.C. Nair, et R. Balasubramanian, *Demand for commercial energy in the state of Kerala, India: an econometric analysis with medium-range projections*, *Energy Policy* n°30, 2002, pp. 781–791.
- [29]. H.M. Al Hamadi, S.A. Soliman, *Long term/Mid-term electric load forecasting based on short-term correlation and annual growth*, *Electrical Power and Energy systems*, n°74(3), 2005, pp. 353-361.
- [30]. D. Intarapavich et al, *Asia-Pacific energy supply and demand to 2010*, *Energy* n°21(11), 1996, pp. 1017-1039.
- [31]. R.D. Rao et J. Parikh, *Forecast and analysis of demand for petroleum products in India*, *Energy Policy*, n°24(6), 1996, pp. 583-592.
- [32]. L. Zhidong, *An econometric study on China's economy, energy and environment to the year 2030*, *Energy Policy* n°31, 2003, pp. 1137-1150.
- [33]. F. Urban, R.M.J. Benders et H.C. Moll, *Modelling energy systems for developing countries*, *Energy Policy* n°35, 2007, pp. 3473–3482.
- [34]. J. Xiashuang, *Analyse du marché de l'électricité en Chine et estimation des élasticités de la demande*, (HEC Montréal, mémoire présenté en vue de l'obtention du grade de maîtrise ès Sciences, novembre 2008).
- [35]. R.F. Engle, C.W.J. Granger and J.J. Hallman, *Merging Short-and long-run Forecasts- An application of Seasonal Cointegration to Monthly Electricity Sales Forecasting*, *Journal of Econometrics*, vol. 40, 1989, pp. 45-62.
- [36]. G.S. Maddala, R.P. Trost, H.Y. Li and F. Joutz, *Estimation of Short-Run and Long-Run Elasticities of Energy demand from Panel Data Using Shrinkage Estimation*, *Journal of Business and Economics Statistic*, vol. 15, n° 1, jan 1997, pp.90-100.
- [37]. M. Beenstock et al., *The demand for Electricity in Israel*, *Energy Economics*, vol. 21, 1999, pp.168-183.
- [38]. V. Smil, *Energy in China's Modernization: Advances and Limitations*, (Armonk, New York: M.E. Sharpe, Inc. 1988).
- [39]. H.-L. Chan et S.-K. Lee, *Forecasting the Demand for Energy in China*, *Energy Journal*, vol.17, Edition 1, 1996.
- [40]. B.Q. Lin, *Electricity Demand in the Peoples's Republic of China: Investment Requirement and Environment Impact*, ERD Working Paper Series, n° 37, March 2003, Asian Development Bank.
- [41]. P. Holtedahl et F. Joutz, *Residential Electricity demand in Taiwan*, *Energy Economics*, vol. 26, 2004, pp. 201-224.
- [42]. R. Bourbonnais, *Econometrie*, (Paris, Dunod, 2005).
- [43]. R. Capri, (2016), *Analyse des déterminants de la consommation d'électricité dans le secteur industriel en Cote d'Ivoire*, *Cahiers Ivoiriens de Recherche Economique et Social*, n° Z, 2016, pp. 31-54.
- [44]. C.V. Hirschhaussen, and M. Andres, *Long-Term Electricity Demand in China-from quantitative to qualitative Growth?*, *Energy Policy*, vol. 28, 2000, pp. 231-241.
- [45]. AIE, *Questionnaire de l'OCDE relative aux indicateurs de la réglementation*, (1998).
- [46]. G.M. Lloyd et al, *Using Spreadsheet Simulation to Generate a Distribution of Forecasts for Electric Power Demand*, *J.Opl Res. Soc.*, vol. 42, n° 11, 1991, pp. 931-939.
- [47]. V.F.S. Dedjenou, *Analyse des dommages des coupures d'électricité à Abomey-Calavi au Bénin : Cas des ménages*, (master recherche en sciences économiques, Université d'Abomey-Calavi, Faculté des Sciences Economiques et de Gestion, 2013).
- [48]. M.J. Sullivan, *How to estimate the value of service reliability improvements*, (Lawrence Berkeley National Laboratory, Paper LBNL-3529E, 2010).
- [49]. A. Ghaus-Pasha, *Economic Cost of Power Outages*, (Working Paper, 2009).
- [50]. R. Ghajar et R. Billinton, *Economic costs of power interruptions: a consistent model and methodology*, *Electrical Power and Energy Systems* n°28, 2006, pp. 29–35.
- [51]. A. Tishler, *Optimal production with uncertain interruptions in the supply of electricity: estimation of electricity outage costs*, *Eur. Econ. Rev.* n°37, 1993, pp.1259-1273.
- [52]. A.P. Sanghvi, *Optimal Electricity Supply Reliability Using customer shortage costs*, *Energy Economics*, 1983, pp. 129–136.
- [53]. EECI, *Rapports annuels*, (Abidjan, 1960-1991).
- [54]. CIE, *Rapports annuels*, (Abidjan, 1992-2019).
- [55]. ANARE, *Rapports d'activité*, (Abidjan, 1999-2019).
- [56]. BCEAO, *Statistiques économiques (1960-2019)*
- [57]. Banque Mondiale, *Rapports*, (1990-2019)
- [58]. R. Capri, *Du monopole public au processus de restructuration du secteur de l'énergie électrique en Côte d'Ivoire : 1960-1998*, (Thèse pour le Doctorat ès Sciences Economiques, Université Montesquieu-Bordeaux IV, 2003).
- [59]. R. Capri, *Analysis of Determinants of the Electricity Consumption of Households in Cote D'ivoire Between 1960 And 2017*, *IOSR Journal of Economics and Finance (IOSR-JEF)*, vol. 10, no. 3, 2019, pp. 44-66.
- [60]. CI-ENERGIES, *Faire de l'électricité le moteur de l'émergence*, *L'Etat Actionnaire* n° 3, mai 2017, pp. 14-16.
- [61]. ANARE, *Le Code de l'électricité, Rapport d'activité*, (Abidjan, 2014).
- [62]. ANARE-CI, *décret n° 2016-785 portant organisation et fonctionnement de l'Autorité Nationale de Régulation du Secteur de l'Electricité de Côte d'Ivoire*, (Abidjan, 12 octobre 2016).
- [63]. D. Dickey and W. Fuller, *Distribution of the estimators for autoregressive time series with unit root*, *Journal of the American Statistical Association*, Vol. 74, n°366, 1979.

- [64]. P. Phillips et P Perron, Testing for a Unit Root in Time Series regressions, *Biometrika*, Vol. 75, 1988, pp. 335-46.
- [65]. E. Zivot and D. Andrews, Further evidence of great crash, the oil price shock and unit root hypothesis, *Journal of Business and Economic Statistics*, vol.10, 1992, pp.251-270.
- [66]. D. Kwiatkowski, P. Phillips, P. Schmidt and Y. Shin, Testing the null hypothesis of stationarity against the alternative of a unit root. How sure are we that economic time series have a unit root ? *Journal of econometric*, Vol. 54, 1992.
- [67]. R. Engle and C. Granger, Cointegration and error correction : Representation, estimation and testing, *Econometrica*, Vol 55,n°2, 1987, pp. 251–276.
- [68]. S. Johansen, *Likelihood-based inference in cointegrated vector autoregressive models*, ( New York, NY : Oxford University Press, 1995).
- [69]. M. H. Pesaran, Y. Shin and R. J. Smith, Bounds testing approaches to the analysis of level relation-ships, *Journal of Applied Econometrics*, n°16, 2001, pp. 289–326.
- [70]. H. Y. Toda and T. Yamamoto, Statistical Inference in Vector Autoregressions with Possibly Integrated Processes, *Journal of Econometrics*, Vol. 66, 1995, pp. 225-250.

Roger CAPRI. “ Analyse Des Determinants De La Consommation D'electricite En Cote D'ivoire Entre 1960 Et 2019 Analysis Of The Determinants Of Electricity Consumption In Cote D'ivoire Between 1960 And 2019.” *IOSR Journal of Economics and Finance (IOSR-JEF)*, 11(3), 2020, pp. 33-59.