

Tarification de l'électricité au Mali : le dilemme entre efficacité allocative et efficacité productive

Electricity pricing in Mali: the dilemma between allocative and productive efficiency

Mahamadou Beïdaly SANGARE, (*Enseignant-Chercheur*)
Université des Sciences Sociales et de Gestion de Bamako, Mali

Adresse de correspondance :	Université des Sciences Sociales et de Gestion de Bamako, Mali Tel : +223 76 25 18 79 / +223 66 27 33 22
Déclaration de divulgation :	Les auteurs n'ont pas connaissance de quelconque financement qui pourrait affecter l'objectivité de cette étude.
Conflit d'intérêts :	Les auteurs ne signalent aucun conflit d'intérêts.
Citer cet article	SANGARE, M. B. (2023). Tarification de l'électricité au Mali : le dilemme entre efficacité allocative et efficacité productive. International Journal of Accounting, Finance, Auditing, Management and Economics, 4(3-1), 439-450. https://doi.org/10.5281/zenodo.8064021
Licence	Cet article est publié en open Access sous licence CC BY-NC-ND

Received: May 11, 2023

Accepted: June 19, 2023

Tarification de l'électricité au Mali : le dilemme entre efficacité allocative et efficacité productive

Résumé

Le prix juste d'un bien ou d'un service peut résulter de nombreuses logiques concurrentes ou complémentaires surtout s'il s'agit d'un bien aux caractéristiques à la fois économiques et sociales comme l'électricité. En effet, l'électricité est un bien à caractère social, indispensable au bien-être de la population, mais c'est aussi un produit industriel qui a un coût. De ce fait, la tarification de l'électricité doit prendre en compte le caractère social de sa demande, mais aussi la réalité de son coût de production. Toute la problématique est de concilier dans un tarif ces deux aspects aux apparences contradictoires. L'objectif principal de ce papier est d'élaborer un modèle de tarification de l'électricité au Mali qui tient compte du caractère économique et du coût de production de l'électricité sans pour autant ignorer le caractère social de sa demande. L'approche essentiellement inductive est basée sur la recherche documentaire qui a consisté à dresser une revue des modèles théoriques et des pratiques tarifaires de l'électricité à travers le monde, complétée par une analyse des coûts de production de l'électricité au Mali. À la lumière de ces analyses, un modèle tarifaire de l'électricité est proposé sous la forme d'une somme pondérée des facteurs liés au coût et à la demande.

Mots clés : Électricité ; Tarification ; Demande ; Bien-être Social ; Coût.

Classification JEL : B20 ; L11 ; D0 ; D1 ; D24

Type de papier: Article théorique

Abstract

The fair price of a good or a service can result from many competing or complementary approaches, especially if it is a good such as electricity, with both economic and social characteristics. Indeed, electricity is an industrial product, which has a cost but it is also a social good, essential for the well-being of the population. Therefore, the pricing of electricity must take into account the social nature of its demand but also the reality of its production cost. The whole issue is to reconcile these two seemingly contradictory aspects of a single model. The main objective of this paper is to develop an electricity pricing model in Mali that takes into account the economic nature and cost of producing electricity without ignoring the social nature of its demand. The methodological approach, based mainly on documentary research, consisted in drawing up a review of theoretical models and pricing practices for electricity in the world, supplemented by an analysis of the production costs of electricity in Mali. Based on these analyzes, an electricity pricing model is proposed as a weighted sum of cost and demand factors.

Keywords: Electricity; Pricing; Demand; Welfare; Cost.

JEL Classification : B20 ; L11 ; D0 ; D1 ; D24

Type of paper: Theoretical article

Introduction

Le secteur de l'électricité est un secteur à vocation économique et sociale, pourvoyeur de produits, de services et de commodités. L'électricité a un caractère éminemment transversal en ce sens qu'elle est indispensable à la plupart des activités socioéconomiques et pour l'atteinte des meilleures conditions de vie (Sangaré, 2014). L'électricité est un service public marchand à caractère industriel et commercial, à l'inverse des biens publics purs, sa consommation est divisible et c'est un bien de première nécessité pour lequel un service minimum est indispensable. Certes, ce produit n'échappe pas totalement aux règles du marché, mais sa gestion dépend beaucoup des décisions publiques, tant au niveau des choix de production qu'à celui de l'organisation des réseaux (Percebois, 2019). Au Mali, la tarification de l'électricité est sujette à des considérations diverses, politiques, économiques et sociales. Cela montre, que contrairement à ce qui est souvent postulé par la théorie microéconomique, le prix d'un bien n'est pas déterminé de façon unique, et ceci d'autant plus qu'il s'agit d'un bien public, aux caractéristiques bien spécifiques comme l'électricité. En tant que produit industriel, le tarif de l'électricité ne peut être complètement déconnecté de son coût de production. Selon Auray et al, (2019), le prix de l'électricité est fixé la plupart du temps, en fonction du coût de production. D'autres travaux semblent corroborer cela, notamment Kamerschen et Porter, (2004) ; Halicinoglu, (2007) ; Dergiades et Tsoulfidis, (2008) ; Nakajima, (2010) ; Albertini et Fillipini, (2011) ; Bernstein et Madlener, (2011) ; Ros, (2017) ; etc. Ainsi, les consommateurs sont supposés être des preneurs de prix capables d'ajuster leur consommation en fonction d'un prix donné. Cependant, dans un pays comme le Mali où le pouvoir d'achat est l'un des plus faibles au monde, la dimension sociale de la demande d'électricité ne saurait être négligée. Par ailleurs, le caractère essentiel de ce service, couplé à l'insuffisance de son offre et à sa faible couverture territoriale, en font un enjeu politique, voire électoraliste. Ces raisons poussent l'État à privilégier la logique sociale sur la logique de coût, et la logique développementaliste sur la logique financière dans la gestion de ce service. Toutefois, les difficultés actuelles que connaît la compagnie d'électricité (détérioration continue de la qualité du service et difficultés de trésorerie) montrent les limites de ce schéma qui repose en partie sur la subvention de l'État. D'où la nécessité de trouver une alternative au schéma tarifaire actuel pour la pérennité du service. Sur le plan théorique, la problématique de la tarification de l'électricité résulte de la difficulté de concilier l'optimum productif et l'optimum allocatif en présence de défaillances du marché. En effet, l'optimum de premier rang est inopérant à cause du déficit financier qu'il engendre. Quant à la tarification au coût moyen, elle assure certes l'équilibre budgétaire, mais au prix d'une hausse des tarifs et d'une baisse du surplus social. La règle de Ramsey-Boiteux basée sur la discrimination tarifaire a longtemps été considérée comme le système tarifaire qui permet de concilier la recherche de l'optimum social et l'équilibre budgétaire dans les industries de réseau électrique (Boyer et al, 2003). Cependant, on lui reproche de ne pas toujours tenir compte des soucis d'équité et de justice sociale. En effet, l'application de cette méthode peut dans certains cas aboutir à un accroissement de l'inégalité dans la répartition des revenus. Or, un système tarifaire équitable doit tenir non seulement compte des élasticités des groupes sociaux qui consomment le bien en question, mais aussi de leur positionnement dans l'échelle des revenus (Buchanan et Tollison, 1972). Par ailleurs, la tarification à la Ramsey-Boiteux exige une importante quantité d'informations sur les usagers, des informations qui ne sont pas toujours disponibles. Cherchant à corriger les lacunes de la tarification à la Ramsey-Boiteux, Bernard et Laplante, (1995) estiment quant à eux qu'il est toujours possible d'avantager certains consommateurs, sans défavoriser d'autres, tout en augmentant les recettes nettes de l'entreprise en passant d'une tarification linéaire à un menu de tarifs polynômes. Cela devrait à priori résoudre la question de l'équilibre budgétaire de l'entreprise d'autant plus que celle-ci est très souvent en situation de monopole. Plusieurs compagnies d'électricité à travers le monde utilisent un tel système tarifaire (Räsänen et al. 1997 ; Reiss et White, 2005 ; etc.). Selon

Wilson, (2002), les tarifs d'EDF (Électricité de France) reposent sur un menu de tarifs polynômes, un système élaboré de prix non linéaires, qui permet à EDF de couvrir ses coûts. Cependant, l'application des tarifs polynômes, n'a pas empêché la seule compagnie d'électricité du Mali de connaître d'énormes difficultés de trésoreries, plus de 22 milliards de FCFA de déficit en 2020 et une dette fournisseurs de 45 milliards de FCFA en 2022. Ces difficultés financières de la compagnie d'électricité au Mali sont imputables à des tarifs en dessous du coût de production. En effet, l'ingérence des pouvoirs politiques à travers des tarifs imposés pour tenir compte du faible pouvoir d'achat des consommateurs est en partie la cause du déficit financier de la société d'électricité. Le tarif de l'électricité doit refléter son double caractère social et économique. Ce papier se propose de trouver un modèle tarifaire qui prend en compte le caractère économique du service de l'électricité, mais aussi le caractère social de sa demande. La suite de cet article sera structurée en quatre sections : Cadre théorique de la tarification de l'électricité, Modèle théorique et cadre opérationnel de la tarification de l'électricité au Mali, Pratiques de la tarification de l'électricité et la conclusion.

1. Cadre théorique de la tarification de l'électricité

L'électricité est à la fois une commodité et un facteur de production utilisé par l'industrie. Nous nous intéressons dans cet article à la consommation domestique de l'électricité. La tarification de l'électricité à usage domestique peut prendre en considération le caractère essentiel de l'électricité au bien-être, la recherche de l'efficacité énergétique, la maîtrise de la consommation d'électricité (MCE), la prise en compte des soucis de développement durable, l'équilibre financier de l'entreprise exploitante, etc. Dans cette section, nous passerons en revue quelques modèles tarifaires reflétant l'une ou plusieurs de ces considérations.

1.1. Tarification au coût marginal et subvention de l'État

Elle permet surtout de prendre en compte les impératifs sociaux. En effet, selon la théorie économique classique, l'optimum social est atteint lorsque les biens sont tarifés à leur coût marginal, c'est-à-dire au coût de la dernière unité produite. Lorsqu'on veut appliquer ce principe à l'électricité, il en résulte un problème. En effet, dans la phase d'expansion, le réseau électrique connaît généralement un coût marginal et un coût moyen décroissant. Pendant cette phase, une tarification au coût marginal conduit à un prix de vente inférieur au coût moyen entraînant dans le court terme une tarification à perte de l'entreprise exploitante. Ce déficit est pris en charge par l'État (Angelier, 2006). L'avantage de cette tarification est qu'elle stimule la demande grâce à un tarif bas et accélère la croissance du réseau. Il est à noter que cette tarification au coût marginal pendant la phase de croissance du réseau permet d'atteindre l'objectif de service public assigné au réseau électrique, car elle permet l'accès d'un grand nombre de citoyens au service. Ce système tarifaire est donc plus adapté aux réseaux électriques qui sont en phase de croissance comme c'est le cas de beaucoup de pays en développement.

1.2. Tarification au coût moyen

Ce système qui consiste à tarifier le service de l'électricité au coût moyen de production convient plus à un réseau qui a atteint la maturité (disparition des économies d'échelle) comme c'est le cas dans la plupart des pays développés. Il permet certes de garantir l'équilibre budgétaire de l'entreprise exploitante, mais au prix d'une augmentation tarifaire et donc d'une baisse du surplus des consommateurs. Par ailleurs, ce système tarifaire suppose une connaissance plus ou moins parfaite (absence d'asymétrie d'information) des coûts de production du service et d'exploitation de l'infrastructure. Dans ce cas il faut faire une distinction entre le coût du service et le coût de l'infrastructure de production et de transport de l'électricité. Le service est ainsi facturé à son coût moyen majoré d'une marge pour prendre en compte l'amortissement de

l'infrastructure. Enfin, ce système tarifaire favorise des économies d'énergie et une utilisation plus efficace de l'énergie électrique par les ménages.

1.3. Tarification à la Ramsey-Boiteux ou l'optimum de second rang

La tarification au coût marginal est appelée l'optimum de premier rang. Mais compte tenu des problèmes d'équilibre financier qu'elle pose, elle est difficilement envisageable sans subvention dans le cas des infrastructures lourdes comme celle de l'électricité. Ainsi, pour permettre de concilier la recherche de l'optimum social avec l'équilibre financier de l'entreprise exploitante, la tarification à la Ramsey-Boiteux est considérée comme le meilleur système tarifaire. Elle est basée sur la segmentation du groupe des usagers en fonction de leurs élasticités. Ainsi les usagers ayant une faible élasticité payent plus pour le même service que ceux qui ont une forte élasticité. La sensibilité du consommateur au prix étant fonction de son revenu, donc les riches payent plus cher que les pauvres. À titre d'illustration on considère deux catégories de consommateurs, avec des élasticités respectives $\eta_1(p)$ et $\eta_2(p)$, pouvant être servies au même coût marginal c_m . En maximisant le bien-être social (somme des profits et des utilités) sous la contrainte de l'équilibre budgétaire, on obtient la règle de Ramsey-Boiteux donnée par la formule suivante :

$$\frac{p_1 - c_m}{p_1} = \frac{\lambda}{\eta_1(p_1)} \quad ; \quad \frac{p_2 - c_m}{p_2} = \frac{\lambda}{\eta_2(p_2)}$$

Dans cette formule, λ est fixe de façon à satisfaire la condition d'équilibre budgétaire. λ peut-être considéré comme une taxe imposée par l'État. Dans le cas plus général, les marges réalisées en fixant les prix optima de second rang sont proportionnelles, à l'inverse des élasticités des demandes respectives des consommateurs. Le facteur λ , inférieur à l'unité reflète la contrainte d'équilibre budgétaire imposée au gestionnaire de l'entreprise, qui ne peut pas profiter pleinement de son pouvoir de marché pour maximiser ses profits. En plus, les consommateurs à forte élasticité bénéficient d'une marge plus faible, par rapport au coût marginal, que ceux à faible élasticité.

La règle de fixation des prix ainsi exprimée permet à l'entreprise d'atteindre l'équilibre budgétaire, tout en minimisant la distorsion par rapport à l'optimum de premier rang. Même si les consommateurs à faible élasticité couvrent une plus grande part des coûts de fonctionnement et de maintenance, ils bénéficient tout de même de la présence des consommateurs dont l'élasticité est plus grande, puisque ceux-ci contribuent aussi à l'équilibre budgétaire de l'entreprise, donc à la pérennisation du service. L'inconvénient de ce modèle est qu'il exige une connaissance parfaite de la structure de la demande, ce qui est difficilement réalisable.

1.4. Tarification non linéaire

Dans la pratique, la tarification de l'électricité est rarement linéaire comme le laissent croire les modèles théoriques développés dans ce domaine (Ito, 2014). En réalité, les compagnies d'électricité offrent généralement aux consommateurs un menu de différents tarifs polynômes parmi lesquels chacun peut librement choisir en fonction de sa consommation. Un tarif polynôme est un tarif non linéaire, défini par différents prix qui s'appliquent à différentes caractéristiques de la demande. Un tarif non linéaire peut, par exemple, être composé d'une charge fixe et de différents prix par unité pour différents types de consommation.

Un tarif binôme est défini par un couple (f, p) , où f est une charge fixe, par période de temps par exemple, et p une charge variable qui s'applique à la quantité consommée. Considérons une suite de tarifs binômes $(f_1, p_1), (f_2, p_2), (f_3, p_3) \dots$, telle que :

$$\begin{aligned} p_1 &< p_2 < p_3 \dots \\ f_1 &> f_2 > f_3 \dots \end{aligned}$$

Cette suite constitue un menu de tarifs binômes, si l'on permet aux consommateurs de choisir, dans cette suite, le couple (f_i, p_i) suivant lequel ils vont être facturés. Le concept de tarif binôme peut être généralisé à un nombre quelconque de composantes.

Par exemple, un tarif peut prendre la forme (f_i, p_i, r_i, s_i) , où f_i est une charge fixe et p_i, r_i et s_i représentent des charges, chacune affectée à une caractéristique différente du service. Un tel vecteur est un tarif polynôme. Une suite de tarifs polynôme est un menu de tarifs polynômes.

La théorie économique récente nous renseigne qu'il est toujours possible de faire mieux avec un menu de tarifs polynômes qu'avec un tarif linéaire (Clastre et Geoffron, 2020). Plus exactement, il est possible d'avantager certains consommateurs, sans défavoriser d'autres, tout en augmentant les recettes nettes de l'entreprise.

Une question venant naturellement à l'esprit est de savoir s'il existe une structure optimale pour de tels tarifs. La réponse est positive. Cette structure optimale dépend de la nature des différentes demandes, plus particulièrement des élasticités η_1 et η_2 des consommateurs ou groupes de consommateurs (marchés, demandes). En fait, quand on considère les tarifs polynômes, il faut distinguer l'élasticité par rapport à la charge fixe de l'élasticité par rapport à la charge variable. Ces élasticités sont en principe différentes et la structure tarifaire optimale dépend des deux.

Dans la recherche du menu optimal de tarifs, on doit s'assurer que le consommateur 1 choisira, volontairement et naturellement, le tarif (f_1, p_1) , alors que le consommateur 2 préférera (f_2, p_2) . En outre, les différents tarifs (f_i, p_i) doivent être conçus de sorte que la contrainte d'équilibre budgétaire soit vérifiée et que la consommation soit optimale.

S'il est possible d'augmenter le surplus global des consommateurs en passant d'un tarif linéaire unique p_1 à un menu de tarifs binômes $\{(f_1, p_1), (f_2, p_2)\}$, il est donc possible d'accroître davantage le bien-être des consommateurs avec un menu plus large $\{(f_1, p_1), (f_2, p_2), (f_3, p_3)\}$ et ainsi de suite. Le nombre maximum de composantes d'un menu de tarifs polynômes correspond au nombre de différents types de consommateurs ou groupes de consommateurs. Ce modèle réduit l'asymétrie d'information, car il pousse les usagers à révéler leur type à travers un processus d'auto-sélection. Le souci avec ce modèle est qu'il est difficile, voire impossible, de proposer un menu tarifaire dans lequel tous les usagers se reconnaissent.

Cette section a passé en revue quatre modèles théoriques de tarification qui visent soit l'optimum social, soit l'équilibre financier ou à concilier les deux. Chacun de ces modèles présente certes des avantages, mais a aussi des défauts. Dans la prochaine section, nous nous attellerons à la recherche d'un modèle théorique de tarification de l'électricité qui tient compte des contraintes sociales et économiques du Mali.

2. Modèle théorique et cadre opérationnel de la tarification de l'électricité au Mali

À la lumière des enseignements des modèles de tarification présentés dans la section précédente, nous tenterons d'élaborer un modèle qui épouse mieux les réalités maliennes puis nous étudierons les conditions de son opérationnalisation.

2.1. Modèle théorique de tarification de l'électricité au Mali

Le fonctionnement du secteur de l'électricité au Mali peut être assimilé à un monopole utilisant plusieurs établissements ayant des coûts marginaux différents. En effet, au Mali, l'électricité est produite sur différents sites et à partir de différentes sources (hydraulique, thermique et solaire). On considère donc la compagnie d'électricité comme un monopole disposant de plusieurs établissements, chacun doté d'une technologie particulière. Les fonctions de coût des

établissements sont donc différentes les unes des autres. Pour des besoins de simplification de l'analyse, on considère le cas où le monopole dispose de deux sites de production, la généralisation à plusieurs établissements se fait sans difficulté.

Nous savons qu'à l'optimum, le monopole produit la quantité qui égalise sa recette marginale à son coût marginal. Le marché étant unique, la recette marginale ne dépend donc pas du site de production d'où provient la dernière unité vendue. On rappelle que chaque site aura son coût marginal puisqu'il existe deux technologies de production différentes.

Ainsi, le monopole commence par produire sur le site ayant le coût marginal le plus faible. Mais, lorsque la capacité de ce site est limitée pour satisfaire la totalité de la demande, le monopole sera donc contraint à partir de son point de saturation d'utiliser le deuxième établissement pour satisfaire la demande. En effet, lorsqu'on atteint les limites des capacités du premier site, la production d'une unité supplémentaire suppose l'augmentation des capacités de ce site, ce qui peut s'avérer très coûteux surtout dans le cas de l'électricité. Le monopole répartit donc sa production entre les deux sites de façon à maintenir égaux les coûts marginaux. Il produit la quantité qui égalise sa recette marginale aux coûts marginaux (égaux). On peut remarquer que si cette quantité optimale est atteinte avant de faire entrer en action le deuxième établissement, celui-ci n'est pas utilisé. Ainsi, pour la compagnie d'électricité, la dernière centrale à être mise en marche pour satisfaire la demande est celle qui a le coût marginal le plus élevé.

Le problème s'écrit :

$$\begin{aligned} \text{Max } P(q) * q - C_1(q_1) - C_2(q_2) \\ \text{Sc : } P = P_D(q_1 + q_2) \\ q = q_1 + q_2 \end{aligned}$$

$C_1(q_1)$ et $C_2(q_2)$ étant respectivement les coûts de production des établissements 1 et 2 pour des quantités q_1 et q_2 .

À l'optimum on a :

$$Rm = Cm_1 = Cm_2 \quad (1)$$

En résumé, on retient les deux résultats suivants :

- i. Le monopole égalise entre eux les coûts marginaux des établissements.
- ii. Le coût marginal de chaque établissement est égal à la recette marginale du monopole.

$$Rm = \frac{\partial P}{\partial q} q + P = Cm$$

Qui peut encore s'écrire comme suit :

$$\frac{\partial P}{\partial q} \frac{q}{P} P + P = Cm \quad (2)$$

Posons :

$$\frac{\partial P}{\partial q} \frac{q}{P} = \eta \quad (3)$$

η étant l'inverse de l'élasticité de la demande par rapport au prix. Ainsi, on a :

$$\eta P + P = Cm \quad (4)$$

$$P = \frac{Cm}{\eta + 1} = \frac{Cm}{1 - |\eta|} \quad (5)$$

$$P = f(\eta, Cm) \quad (6)$$

Il en résulte que le prix optimal est fonction de l'élasticité de la demande et du coût marginal de production. Ainsi, le prix augmente avec le coût marginal et diminue avec l'élasticité de la demande.

À partir des enseignements tirés des modèles théoriques dominants, nous avons élaboré un modèle théorique. Ce modèle un tarif binôme c'est-à-dire un tarif à deux composantes : une partie fixe et une partie variable. Par ailleurs, il intègre comme variables explicatives l'élasticité de la demande et le coût marginal. Il s'agit maintenant de vérifier si dans la pratique ce modèle peut être servir de cadre opérationnel de la tarification de l'électricité au Mali.

2.2. Cadre opérationnel de la tarification de l'électricité au Mali

Partant du modèle théorique développé, nous supposons que le tarif optimal de l'électricité a deux composantes (un tarif binôme), une composante fixe **A** (lié au coût marginal) et une composante variable **p** (prix marginal) proportionnelle à la consommation (p est lié à l'élasticité de la demande). On a donc un menu tarifaire, dont les caractéristiques sont **A** et **p** ; $P = P(A ; p(q))$

Si on considère q comme la quantité d'électricité consommée par un usager, sa dépense totale serait :

$$D(q, P) = A + p(q)q \quad (7)$$

On rappelle que le consommateur consomme la quantité qui égalise sa disposition marginale à payer au prix marginal (p). Alors, **A** doit être inférieur ou égal au surplus du consommateur.

Il s'agit d'un tarif individuel acquitté par chaque consommateur ou type de consommateur, donc il est indispensable de connaître les fonctions de demande individuelles.

Le prix unitaire effectif est :

$$P = \frac{D(q, P)}{q} = \frac{A}{q} + p(q) \quad (8)$$

Finalement en posant $\frac{A}{q} = a$ notre menu pourrait s'écrire :

$$P = a + p(q) \quad (9)$$

En conclusion, le tarif optimal de l'électricité doit respecter deux critères :

- 1- Dépendre du coût de production, mais aussi de la demande ;**
- 2- Avoir une partie fixe et une partie variable.**

À la lumière de ces enseignements, nous proposons pour le Mali un tarif de l'électricité qui peut être représenté comme suit :

$$P_j = a + \rho E_j + c_H H^\alpha + c_T T^\beta + c_S S^\delta$$

Il s'agit d'une somme pondérée de facteurs liés à la demande et au coût avec une partie fixe et une partie variable.

P est le prix payé par le client pour un kWh, les coefficients a , b et c_i sont positifs.

a représente la partie fixe du tarif assimilable aux coûts fixes ;

E représente l'élasticité-prix de la demande. Elle est négative et variable en fonction du revenu ;

H , T et S représentent les parts des différentes sources d'énergie primaire dans la production totale d'électricité :

- H pour l'hydraulique ;
- T pour le thermique ;
- S pour le solaire.

Avec $H + T + S = 1$

Les c_i représentent des coûts marginaux qui dépendent de l'efficacité ou de l'efficience technique de la source d'énergie primaire utilisée pour produire l'électricité.

On suppose que lorsque les capacités de production ne sont pas saturées, l'électricité d'origine hydraulique a le plus faible coût marginal suivi du solaire. On a donc :

$$c_H < c_S < c_T$$

Les paramètres ρ , α , β et δ peuvent être utilisés comme des instruments de régulation tarifaire ou de politique énergétique (permettant de favoriser une source d'énergie par exemple).

Exemple : lorsque la compagnie n'utilise qu'une seule source d'énergie pour produire l'électricité (Hydraulique H par exemple), le tarif devient :

$$P = a + \rho E + c_H H^\alpha$$

Comme $H=1$ (100% de l'énergie produite est d'origine hydraulique), la dépense du consommateur pour une quantité q d'énergie sera :

$$D(P, q) = a + (\rho E + c)q$$

En 2020, les parts des différentes sources étaient respectivement de 31.1% pour l'hydraulique, 67.5% pour la thermique et 2.4 pour le solaire. Ainsi en prenant en compte ces données et en évaluant l'élasticité de la demande d'électricité à 1%, une valeur similaire à celles de la littérature existante (Dergiades et Tsoulfidis (2008) ; Nakajima (2010) ; Bourbonnais et Keppler (2013) ; Sangaré (2016) ; etc.), l'équation du prix devient :

$$P = a - 0.01\rho + (0.31)^\alpha c_1 + (0.65)^\beta c_2 + (0.04)^\delta c_3$$

Ce tarif intègre non seulement des facteurs relatifs à la demande (élasticité) et des facteurs prenant en compte le coût de production. L'élasticité de la demande étant négative, elle agit négativement sur le tarif appliqué à un client ou à un groupe de clients. Ainsi, on pourra faire payer plus cher l'électricité aux clients qui ont une faible élasticité (qui sont généralement les plus riches) et moins chers que les clients moins fortunés. Le système tarifaire prend donc en compte les critères de service universel et les critères d'équité qui veulent que les pertes réalisées dans les zones rurales et périurbaines à faible revenu soient compensées par les majorations dans les zones urbaines où les élasticités sont plus faibles. Les tarifs sont aussi fonction des coûts de production qui dépendent des sources d'énergie primaire utilisées (thermique, solaire ou hydroélectrique) et les coefficients c_i permettent de prendre en compte cela. Par exemple, plus la part de la composante thermique est élevée, plus l'électricité est chère. Le tarif optimal de l'électricité à usage résidentiel doit non seulement tenir compte de la sensibilité des consommateurs au prix, mais aussi des conditions de production. Le coût de l'électricité dépend en partie des sources de production. En période de pointe, les capacités de production supplémentaires mobilisées pour satisfaire la demande sont en générale des centrales thermiques fonctionnant à gasoil donc à un coût plus élevé. Le tarif doit refléter le différentiel de coût marginal par rapport aux centrales hydroélectriques, ce qui n'est pas le cas actuellement au Mali. Nous pensons que la prise en compte de cet aspect permettra d'améliorer la gestion de ce service. Dans la section suivante, nous dresserons une revue des pratiques tarifaires à travers le monde avant de faire une analyse détaillée du tarif de l'électricité au Mali.

3. Pratiques de la tarification de l'électricité

Dans cette section, nous présenterons quelques pratiques tarifaires de l'électricité dans le monde et au Mali.

3.1. Pratiques de tarification de l'électricité dans le monde

La régulation des industries de réseau porte essentiellement sur la détermination de l'utilisation optimale des services rendus par ces industries. Et un des volets de cette mission est la détermination des tarifs optimaux qui permettent de concilier l'efficacité économique et contrainte financière. On rencontre plusieurs types de tarification qui visent selon les cas à assurer l'équilibre financier des réseaux électriques ou rentre dans le cadre global d'une politique énergétique.

Dans de nombreux pays, on a vu la tarification traditionnelle de l'électricité (tarif uniforme ou par période) évoluer vers de nouvelles formes qui tiennent compte des coûts marginaux variables des services et de façon dynamique. Une particularité importante de ces nouveaux tarifs est qu'ils sont plus souvent proposés comme option au tarif de base, de sorte que les consommateurs peuvent choisir entre l'ancien et les nouveaux tarifs. De ce fait, les tarifications

étudiées aujourd'hui sont celles différenciant les tarifs en fonction de plages horaires, partant des simples heures pleines/heures creuses (Time-of-Use à deux plages temporelles) aux tarifs en temps réel (Real Time Price – tarifs se modifiant chaque heure en fonction du prix de marché), en passant par les tarifs dits « d'extrême pointe » (Critical Peak Pricing – tarifs avec une forte différenciation des tarifs pour les plages temporelles les plus tendues) (Clastre et Geoffron, 2020). Électricité de France (EDF) propose ce genre de tarification depuis. Les tarifs d'EDF reposent sur un système élaboré de prix non linéaires. Un exemple est le tarif bleu qui offre trois options aux consommateurs. Chaque option consiste en un abonnement mensuel et un prix par unité d'énergie consommée. L'abonnement est calculé suivant un programme non linéaire et est d'autant plus élevé que les besoins sont grands. Les consommateurs peuvent choisir entre les trois options suivantes : tarif de base, tarif « heures creuses », tarif « périodes critiques ». Par rapport au tarif de base, l'abonnement du tarif heures creuses est plus élevé et celui du tarif heures critiques est plus faible. Les trois options offrent à chaque consommateur la possibilité de choisir le tarif binôme qui minimise ses dépenses étant donné son profil de consommation. Avec la mise en œuvre de tels tarifs non linéaires, EDF couvre ses coûts et incite les consommateurs à utiliser les ressources énergétiques de façon efficace.

Selon Woo et al. (2017), les consommateurs modifient généralement leurs comportements suite à la réception des signaux tarifaires. Une littérature abondante a été développée autour des signaux tarifaires, basée notamment sur des expérimentations empiriques (Faruqui et Sergici, 2010 ; Horowitz et Lave, 2014 ; Faruqui *et al.*, 2014 ; Matsukawa *et al.*, 2000 ; Fenrick *et al.*, 2014). Dans une expérience de tarification dynamique réalisée en Finlande, Räsänen et al. (1997) proposent une grille de tarifs qui aurait donné au consommateur la possibilité de choisir le tarif qui est le mieux adapté à son type de consommation. Il y a quatre types de tarifs envisagés : un prix uniforme, un tarif avec prix par période, un menu de deux prix uniformes et un menu de deux tarifs avec prix par période. Cette étude montre que l'option de deux tarifs avec prix par période donne les bénéfices les plus élevés. En permettant aux consommateurs de choisir entre plusieurs tarifs, on peut accroître le bien-être social.

Lorsque les prix payés par les consommateurs dépendent de la quantité consommée, il est fréquent que le prix soit progressif : plus on consomme, plus le prix unitaire est élevé afin d'encourager l'utilisation efficace de l'énergie comme c'est généralement le cas des pays en développement. Les prix élevés pour les niveaux supérieurs de consommation découragent le gaspillage, alors que les prix faibles pour les consommations des niveaux inférieurs sont destinés à protéger les usagers à faibles revenus qui consomment peu d'énergie.

La présentation et la structure des tarifs jouent un rôle important dans la réaction des consommateurs aux stimuli positifs ou négatifs de la politique énergétique. En effet, les consommateurs disposent d'une rationalité limitée et sont plus sensibles aux prix moyens plutôt qu'aux prix marginaux (Ito, 2014). Ils réagissent d'autant mieux que le tarif est clairement présenté et peu complexe (Frondel et Kussel, 2019).

3.2. Pratique de la tarification de l'électricité au Mali

L'intégration verticale des différents segments du réseau rend difficile l'évaluation des coûts dans la mesure où certains coûts sont communs à différents usages. La règle des coûts totalement distribués consiste à une ventilation comptable des coûts communs entre différents usages ou services offerts. Dans ce cas, il faut décomposer le coût total entre la production, le transport et la distribution et la commercialisation.

Par ailleurs, le coût de l'électricité, notamment le coût variable dépend de la source d'énergie primaire utilisée. On sait par exemple que le coût variable est faible avec l'énergie solaire et l'hydroélectricité par rapport aux thermiques. Or, la composante thermique augmente d'année en année, elle est passée de 29.7% en 2009 à 41.2% en 2017 et plus de 60% en 2020 en comptant l'électricité importée. Le coût de l'électricité d'origine thermique est contingent à un certain

nombre de paramètres comme le rendement des groupes électrogènes, le prix du combustible qui fluctue en fonction du cours du pétrole et les pertes techniques. Sans la construction de nouveaux barrages et de nouvelles centrales thermiques, cette hausse de la composante thermique se poursuivra dans le futur du fait de l'augmentation régulière de la demande. Selon les données techniques de l'EDM-SA, actuellement la consommation spécifique de combustible est de 216.1 grammes par kWh (216.1g/kWh). En plus du combustible, la production thermique requiert une forte utilisation de lubrifiant dont le prix est soumis aux mêmes contingences. Ainsi, en combinant ces données avec celles de la comptabilité analytique, on estime que EDM-SA produit en moyenne 1 kWh d'électricité à 101,6 FCFA et le coût moyen de transport et de distribution de la même quantité dans le réseau s'élève à 15.065 FCFA selon les données techniques. Ce qui fait un coût total de 116.665 FCFA pour la production, le transport et la distribution d'un kWh. Lorsqu'on déduit ce montant du coût de revient moyen estimé à 128.1 FCFA, on peut évaluer les coûts de commercialisation et la logistique administrative à 11.435 FCFA par kWh.

La pratique tarifaire de l'électricité par les pays est une des variables de leur politique énergétique. Elle vise dans le cas de pays développé à favoriser la maîtrise de la consommation d'électricité afin de favoriser la transition énergétique (Rious et Roques, 2014 ; Clastre et Geoffron, 2020). Dans le cas des pays émergents, il s'agit de faire de l'électricité un facteur de compétitivité dans le processus d'industrialisation. Enfin, dans le cas des pays en développement souffrant d'un déficit criard de production, il est plutôt question de placer l'énergie et plus particulièrement l'énergie électrique au cœur du processus de développement.

Conclusion

Ce papier traite de la problématique de la tarification optimale de l'électricité à l'usage résidentiel au Mali. Pour ce faire nous avons adopté une approche inductive pour proposer un modèle tarifaire qui serait implémentable au Mali. La démarche a consisté à une analyse documentaire à partir de laquelle une revue de littérature théorique et empirique sur la tarification de l'électricité a été élaborée. Ainsi, la littérature théorique propose quatre modèles dominants dans ce domaine : la tarification au coût marginal, la tarification au coût moyen, la tarification à la Ramsey-Boiteux et la tarification non linéaire. Le surplus des consommateurs est maximal avec la tarification au coût marginal. Donc d'un point de vue social, c'est le tarif qui maximise le bien-être. Cependant, dans le cas de l'électricité, la tarification au coût marginal n'est pas compatible avec l'indépendance budgétaire de l'entreprise exploitante. L'application de ce système nécessite une subvention de l'État pour prendre en charge le déficit budgétaire qu'il crée. Les autres modèles permettent de résoudre ce problème sans pour autant garantir le même niveau de bien-être que la tarification au coût marginal.

Dans la pratique, les compagnies d'électricité à travers le monde utilisent différents systèmes tarifaires qui relèvent des considérations politiques (développement durable, économie d'énergie, etc.), mais également de la prise en compte des réalités socioéconomiques (pays développés, pays émergents ou pays en développement). La littérature empirique penche largement en faveur de la tarification non linéaire avec des variantes optionnelles.

L'analyse de la formation du tarif de l'électricité au Mali montre qu'il est déconnecté du coût. En effet, au Mali, l'électricité est considérée comme un bien social c'est pourquoi le prix est d'abord calculé par rapport au pouvoir d'achat, évalué à l'aune des salaires des fonctionnaires. Ce système perdure jusqu'à présent grâce aux subventions de l'État. Cependant, dans le contexte actuel de crise, les contraintes financières de l'État rendent ce schéma insoutenable. L'accumulation des dettes des fournisseurs d'hydrocarbures et l'arrêt de l'approvisionnement sont à la base de la crise actuelle qui secoue le secteur de l'électricité au Mali. Pour en sortir, il est impératif que le tarif de l'électricité intègre le réalisme de son coût de production. En tant

que commodité essentielle à l'amélioration des conditions de vie des populations, l'électricité favorise le bien-être social. En tant que produit industriel l'électricité a un coût non prohibitif qui ne peut être ignoré dans sa tarification. Pour la pérennité du service, la tarification de l'électricité doit prendre en compte à la fois des facteurs liés à la demande et des facteurs liés au coût. Ainsi, le modèle tarifaire que nous proposons est une somme pondérée des facteurs liés à la demande et au coût de production. La principale innovation de ce modèle est qu'il intègre les sources d'énergie primaires utilisées et qui déterminent en partie le coût de production de l'énergie électrique. Nous nous donnons comme perspective de tester empiriquement ce modèle sur des données réelles dans nos futurs travaux.

References

- (1). **Alberini, A. and Filippini, M. (2011).** « Response of residential electricity demand to price: The effect of measurement error ». *Energy Economics*, 33(5), 889–895.
- (2). **Auray, S. Caponi, V. and Ravel, B. (2019).** « Price Elasticity of Electricity Demand in France ». *Economics and Statistics*, 513, 91–103.
- (3). **Bernard, J-T. and Laplante, G. (1995).** « La régressivité de la tarification de l'électricité selon le coût marginal ». *Canadian public policy*, 21, pp. 401-412.
- (4). **Bernard, J-T. and Laplante, G. 1995.** « La régressivité de la tarification de l'électricité selon le coût marginal », *Canadian public policy*, 21, pp. 401-412.
- (5). **Boiteux, M. (1956).** « Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire », *Econometrica*, 24, pp. 22-40.
- (6). **Boiteux, M. (2001).** « État et services publics ». *Revue de l'Institut d'Economie Publique*, n°8.
- (7). **Bourbonnais, R. et Keppler, J. H. (2013).** « Estimation de l'élasticité prix de la demande de l'électricité en France ». *Chaire European Electricity Markets -Working Paper* 2013-6.
- (8). **Boyer, M. Moreaux, M. and Truchon, M. (2003).** « Partage des coûts et tarification des infrastructures. Tarification optimale des infrastructures communes », *CIRANO, Rapport de projet*.
- (9). **Clastre, C. et Geoffron, P. (2020)** « Les effacements de consommation électrique et le surplus des acteurs énergétiques », *Revue d'Economie Industrielle*, n°171, Éditions De Boeck Supérieur, pp : 9-46.
- (10). **Dergiades, T. and Tsoulfidis, L. (2008).** « Estimating residential demand for electricity in the United States, 1965-2006 ». *Energy Economics*, 30(5), 2722–2730.
- (11). **Faruqui, A. et Sergici, S. (2010)** « Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments ». *J. Regul. Econ.*, 38(2), pp : 193-225.
- (12). **Fenrick, S.A., Getachew, L., Ivanov, C. and Smith, J. (2014)** « Demand Impact of a Critical Peak Pricing Program: Opt-in and Opt-out Options, Green Attitudes and Other Customer Characteristics » *The Energy Journal*, 35(3), pp : 1-24.
- (13). **Frondel, M. et Kussel, G. (2019)** « Switching on Electricity Demand Response : Evidence for German Households ». *The Energy Journal*, 40(5), pp : 1-16.
- (14). **Horowitz, S. et Lave, L. (2014)** « Equity in residential electricity pricing ». *The Energy Journal*, 35 (2), pp : 1-23.
- (15). **Ito, K. (2014)** « Do Consumers Respond to Marginal or Average Price? Evidence from Nonlinear Electricity Pricing ». *American Economic Review*, 104(2), pp : 537-563.
- (16). **Matsukawa, I., Asano, H. and Kakimoto, H. (2000)** « Household Response to Incentive Payments for Load Shifting: A Japanese Time-of-Day Electricity Pricing Experiment ». *The Energy Journal*, 21(1), pp : 73-86.

- (17). **Nakajima, T. (2010).** « The residential demand for electricity in Japan: An examination using empirical panel analysis techniques ». *Journal of Asian Economics*, 21(4), 412–420.
- (18). **Nakajima, T. and Hamori, S. (2010).** « Change in consumer sensitivity to electricity prices in response to retail deregulation: A panel empirical analysis of the residential demand for electricity in the United States ». *Energy Policy*, 38(5), 2470–2476.
- (19). **Narayan, P-K. and Smyth, R. (2005).** « Electricity consumption, employment and real income in Australia evidence from multivariate Granger causality tests ». *Energy Policy*, 33(9), 1109–1116.
- (20). **Okajima, S. and Okajima, H. (2013).** « Estimation of Japanese price elasticity of residential electricity demand, 1990-2007 ». *Energy Economics*, 40, 433–440.
- (21). **Paul, A. Myers, E. and Palmer, K. (2009).** « A Partial Adjustment Model of US Electricity Demand by Region, Season, and Sector Resources for the Future ». *Technical Report*.
- (22). **Percebois, J. 2019.** « *Prix de l'électricité : entre marché, régulation et subvention.* », Fondation pour l'Innovation Politique. *fondapol.org* -Février 2019.
- (23). **Reiss, P-C. and White, M. W. (2005).** « Household Electricity Demand, Revisited ». *The Review of Economic Studies*, 72(3), 853–883.
- (24). **Ros, A-J. (2017).** « An Econometric Assessment of Electricity Demand in the United States Using Utility-specific Panel Data and the Impact of Retail Competition on Prices ». *The Energy Journal*, 38(4).
- (25). **Sangaré, M-B. (2016).** « Mise en évidence des effets réseau dans la consommation d'électricité au Mali ». *Revue Africaine des Sciences Politiques et Sociales (RASPOS)* N°11. Octobre 2016 pp. 161 à 179
- (26). **Wilson, R. (2002).** « *Market Architecture* », *Econometrica*, vol.70, n°4, pp.1299-1340.
- (27). **Woo, C.K., Zarnikau, J., Shiu, A. et LI, R. (2017)** « Winter Residential Optional Dynamic Pricing : British Columbia, Canada ». *The Energy Journal*, 38(5), pp :115-127.
- (28). **Ziramba, E. (2008).** « The demand for residential electricity in South Africa ». *Energy Policy*, 36(9), 3460–3466.