



**HAL**  
open science

# L'accès à l'électricité en Afrique Subsaharienne : d'une frontière urbain / rural à une frontière de marché? Une analyse par les tarifications

Sandrine Michel, Alexis Vessat

## ► To cite this version:

Sandrine Michel, Alexis Vessat. L'accès à l'électricité en Afrique Subsaharienne : d'une frontière urbain / rural à une frontière de marché? Une analyse par les tarifications. 13ème congrès de l'Association Française d'Economie Politique (AFEP) "Face aux crises, des planifications sont-elles possibles, ART-Dev, Moisa, Innovation, CDEC YS, Jul 2024, Montpellier - UFR d'Economie, France. hal-04724092

**HAL Id: hal-04724092**

<https://hal.umontpellier.fr/hal-04724092v1>

Submitted on 7 Oct 2024

**HAL** is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

XIIIème Congrès de l'Association Française d'Economie Politiques « Face aux crises des planifications sont-elles possibles ? »

Faculté d'Economie – Université de Montpellier  
Montpellier, 03-05 juillet 2024

L'accès à l'électricité en Afrique Subsaharienne : d'une frontière urbain / rural à une frontière de marché ? Une analyse par les tarifications

Sandrine Michel & Alexis Vessat  
UMR Cnrs ART-Dev, Université de Montpellier

Pour réaliser l'accès universel à l'électricité, objectif de l'ODD7, l'Afrique Subsaharienne (ASS) occupe une place particulière. Le taux d'accès y a progressé de manière significative. Pourtant, dans un scénario *business as usual*, si la combinaison d'investissements publics (gouvernements et entreprises nationales) et privés se poursuivait au rythme actuel l'objectif d'accès universel à l'électricité de l'ODD7 ne serait pas atteint. Cette trajectoire *Business as usual* repose d'une part sur l'une extension du réseau centralisé mais bénéficie surtout d'un accroissement du maillage territorial basé sur des technologies décentralisées. Ainsi, les mini-grid de 2<sup>ème</sup> génération (diesel et hydro) et, plus récemment, de 3<sup>ème</sup> génération, solaire, permettent l'accès pour des zones péri-urbaines et rurales jusqu'ici non desservies. Enfin, des standalone system à base de solaire ouvrent la voie pour les zones les plus reculées.

Inspiré par les grandes institutions financières internationales, un consensus semble se dégager pour accélérer cette trajectoire. Il repose sur l'implantation massive de mini-grid solaires, incluant des capacités de stockage, dont les coûts actualisés complets ont rapidement et fortement baissé. Et qui devraient baisser encore notamment en raison de l'augmentation des facteurs de charge qu'autorise une production de bonne qualité et donc un accroissement régulier de la consommation qui leur serait adressée. Ces schémas prévisionnels, traduits selon les pays en projets complets de politiques publiques, retiennent le plus souvent l'insertion à terme des capacités de production installées via les mini-grid dans le réseau principal.

En ASS, l'accès à l'électricité est donc appelé à s'accroître dans un contexte de mutation du système électrique (Foster et al. 2021). Si du côté de l'offre et de son organisation pour parvenir à cet objectif les choses sont désormais bien designées (ESMAP 2022), du côté de la demande l'analyse reste fragile, soumise à la variabilité des conditions macroéconomiques de la croissance (Egli et al. 2023). Ces dernières constituent de fait, une limite des schémas d'électrification envisagés, comme l'a rappelé abruptement la crise du Covid 19.

Ce papier a pour objet de revenir sur les conditions tarifaires développées. En effet, seules les tarifications permettant de contextualiser la croissance de l'accès à la fois par rapport au progrès technique affectant l'offre mais aussi par rapport au calibrage de la demande à partir de données objectivables, et en particulier la structure des revenus des consommateurs des économies concernées.

Où en sommes-nous ?

En ASS, en moyenne, les tarifs de vente de l'électricité sont autour de 0.130 à 0.140 \$/kWh. Ces prix de vente ne couvrent pas le coût de fourniture du service aux différents types de clients. Dans la plupart des pays, il ne couvre même pas les coûts d'investissement. Les subventions constituent une part non négligeable du bouclage du réseau principal. Le secteur électrique en lui-même est donc loin de générer les surplus permettant d'autofinancer les investissements nécessaires à l'extension du service même si les compagnies d'électricité nationales disposent d'une « boîte à outils des technologies » diversifiée, permettant de répondre i) à une demande supplémentaire par l'extension du réseau vers des zones ayant des besoins qualifiés et importants, justifiant le coût d'investissement élevé dans les lignes et ii) d'envisager réglementairement l'incorporation future des mini-grid au fur et à mesure de l'extension du réseau principal.

Le théorème Ramsey-Boîteux a permis que d'établir que la tarification au coût marginal permet de sélectionner la capacité optimale tout en contrôlant les coûts fixes de production (Hansen & Percebois 2019). Ce principe la tarification permet donc de faire payer à l'utilisateur un prix qui correspond au coût réellement supporté par la collectivité du fait de sa présence sur le marché. La différenciation se fait en fonction du prix de revient lié à sa demande d'énergie. Ce principe de tarification assume également une modulation entre les différentes classes d'utilisateurs : tarification selon le niveau de tension, selon la période de la journée ou de l'année. Un tel mécanisme présente l'avantage de ne pas introduire de distorsions dans la structure des coûts et donc de rendre plus aisée la recherche de l'équilibre financier des opérateurs.

Un bilan des tarifications pratiquées en ASS par les entreprises électriques intégrées (Michel & Vessat 2023), couvrant largement le marché, a montré que :

Pour les ménages d'ASS raccordés au réseau, les limites inhérentes à l'accès à l'électricité découlent davantage de leur situation économique, en particulier de leur niveau de revenu – pauvreté monétaire- que de leur localisation.

Au-delà, l'inefficacité des structures tarifaires explique en grande partie la persistance d'un déficit en termes d'accès.

- Tout d'abord, les structures tarifaires progressives, nombreuses mais peu différenciées, s'avèrent régressives, en particulier au niveau du premier bloc de consommation ou du tarif de base (Au Kenya, pour KPLC le tarif social représente 25 % des ventes pour 85 % des clients à gérer). Toutefois, la sensibilité de cette régressivité diminue lorsque l'accès est amélioré et mieux réparti entre les consommateurs urbains et ruraux. Cela signifie que les gains dans l'accès favorisent la stabilisation du comportement des consommateurs, qui à son tour stabilise les revenus des entreprises du secteur ;
- Deuxièmement, dans ce contexte on comprend que les compagnies d'électricité africaine soient plus intéressées par les consommateurs industriels (A Madagascar, les clients MT/HT représentent plus de 40 % des ventes pour moins de 1 % des clients à gérer). Ce caractère stratégique conduit là aussi à une tarification régressive qui, en ASS, tend à bénéficier largement aux activités productives ;
- Troisièmement, l'électricité étant chère, le niveau de pauvreté monétaire des ménages explique la faiblesse de l'accès. Néanmoins, nous avons observé des changements dans le seuil de consommation de ces ménages, ce qui suggère que l'opportunité inexploitée d'une tarification de l'électricité soigneusement ciblée pourrait être mise en œuvre dans les zones urbaines et rurales pour faire correspondre le ciblage des consommateurs à l'amélioration de l'accès.

En outre, les contributions des politiques publiques de promotion de l'accès varient en raison de l'hétérogénéité des pays subsahariens. Mais, globalement, les instruments actuels de tarification ne supportent pas le compromis entre le recouvrement des coûts des opérateurs électriques et l'expansion de l'électrification. La diminution du caractère régressif de la tarification pourrait être obtenue sous certaines conditions.

- Mieux segmenter les tranches tarifaires progressives en créant des différences de prix plus significatives. La consommation d'électricité restant fonction du revenu, le tarif des tranches supérieures pourrait être augmenté, sous la contrainte d'hypothèses soutenables sur le pourcentage du revenu consacré à l'électricité. Les effets de substitution pourraient être modérés par des services énergétiques de meilleure qualité.
- Développer un tarif de base, qui caractérise aujourd'hui la première tranche de consommation et est devenu une source d'exclusion pour les consommateurs de la tranche suivante, basé non pas sur le volume d'électricité consommé mais sur un panier de services énergétiques destinés à aider les ménages à stabiliser leur revenu actuel et à l'améliorer à l'avenir. Un tarif de base évolutif pourrait être assorti d'une exonération temporaire des frais de raccordement.
- Réintégrer les avantages que les grandes entreprises et l'industrie tirent des taux dégressifs.
- Transposer une réforme tarifaire réussie d'un pays à l'autre appelle une grande prudence. La manière dont les gains supplémentaires en matière d'accès sont réalisés semble être sensible aux conditions générales d'accès de chaque pays (Few et al. 2022). Par exemple, si l'ouverture de la tarification progressive semble nécessaire dans les pays ayant un taux d'accès élevé et une faible pauvreté énergétique, elle peut ne pas être appropriée aux pays présentant une forte pauvreté énergétique. De même, il serait utile d'établir une distinction entre les tarifs de base ruraux et urbains, et donc de différencier l'utilisation des subventions, dans les pays ayant un accès plus avancé, mais cela ne permettrait pas d'obtenir des gains d'accès dans les pays à forte pauvreté énergétique.
- La fixation d'un seuil au-delà duquel les subventions à l'accès au réseau ne permettent pas de réaliser des gains améliorerait la répartition des subventions entre l'électricité en réseau et l'électricité décentralisée, si les conditions de cette réaffectation pouvaient être définies sur une base territoriale, même à l'intérieur d'un pays.

Dans les zones rurales et périurbaines, les coûts d'investissement élevés (dus à l'isolement rural), ont été un obstacle à l'électrification du fait de coûts du kWh plus élevés qu'en zone urbaine. Désormais, les mini-grid à base d'énergie renouvelable variable, notamment solaire, bénéficiant de LCOE en baisse, sont susceptibles d'attirer des investisseurs privés. A priori, ces derniers doivent être assurés de pouvoir équilibrer les coûts et rentabiliser leurs investissements. Des stratégies de développeurs privés par portefeuille de mini-grid permettraient cependant de lever, en partie, cette contrainte par le jeu d'économie d'échelles. La tarification assurant l'autre partie de la marche vers l'équilibre. Dans ce cas, comme en zone urbaine desservie, des subventions aux investisseurs et au consommateur sont également considérées comme indispensables. De nombreux travaux estiment désormais le consentement à payer des ruraux (Sievert & Steinbuck 2020 ; Michel & Vessant 2023). Ce dernier croissant avec le niveau de revenu, la conception du tarif social reste déterminante pour pouvoir cibler le volume de consommation nécessaire à l'exploitation pérenne de ces systèmes de production décentralisés. L'un des enjeux qui s'ouvrent est la possibilité d'aller vers une consommation journalière justifiant l'investissement et donc la possibilité d'accroître, dans un contexte de revenus limités, les usages de l'électricité, et particulièrement les usages productifs.

Le papier évalue les axes de tarifications avancés dans la littérature grise consacrée à l'expansion des mini-grid et discute des conditions et des contradictions suivantes.

Parmi les conditions,

- les subventions publiques sont pensées comme un effet de levier indispensables au déploiement des mini-grid par des développeurs privés et ce dans un contexte de rareté du capital fonds et d'endettement publics ;
- l'effet revenu attendu de l'accès en zone rurale est elle aussi une condition du déploiement des mini-grid. Ce dernier est subordonné à un endettement privé pour l'acquisition d'un appareillage productif permettant notamment à l'agriculture africaine de progresser dans les chaînes de valeur impliquant ses principales productions. Les durées d'amortissement prévues (de l'ordre de 5 années) ne sont pas considérables mais supposent d'être mises en relation avec la structure des revenus et son évolution ;
- la question stratégique de l'échouage des actifs dans un contexte réglementaire pouvant être flou pour des investisseurs privés dans le cas de l'arrivée du réseau principal est encore rarement abordé.

Parmi les contradictions,

- les prévisions actuelles concernant les mini-grid semblent assurer une continuité de service, recherchée par les consommateurs, mais les puissances installées évoquées rendent fragile l'essor d'activités productives permettant l'augmentation de revenu des consommateurs ruraux du fait de l'accès ;
- l'allocation de subventions publiques rares entre le réseau et son extension d'une part et le financement des mini-grid d'autre part, est susceptible d'être arbitrée par un pouvoir de marché acquis par les consommateurs aux revenus les plus élevés qui cherchent une plus grande qualité de service énergétique. Dans ces conditions, une frontière de marché à l'intérieur des zones urbaines déjà desservies pourrait alors se substituer à la frontière existante urbain-rural, précipitant la question de l'accroissement d'actifs échoués liés, cette fois, au réseau centralisé.

#### Références indicatives :

Egli F., Agutu C., Steffen B. & Schimdt T. 2023. The cost of electrifying all households in 40 Sub-Saharan African countries by 2030. *Nature Communications*, 14, 5066.

Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). 2022. *Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers*. Washington, DC: World Bank.

Foster V., Eberhard A. & Dyson G. 2021. "The evolution of electricity sectors in Africa: ongoing obstacles and emerging opportunities to reach universal targets", in: Glanchant J.-M., Joskow P. & Pollitt M. (Ed) *Handbook on Electricity Markets*, Edward Elgar Publishing.

Hansen, J.-P & Percebois, J. (2019). *Energie Economie et politiques*. Bruxelles : De Boeck.

Michel S. & Vessat A. 2023. Access to Electricity in Sub-Saharan Africa: The Regressive Effect of Tariff Structures on Urban and Rural On-Grid Households, *The Journal of Energy and Development*, 48 (2): 279-308.

Few S., Barton J., Sandwell Ph., Mori R., Kulkarni P., Thomson M., Nelson J., Candelise C. 2022. Electricity demand in populations gaining access: Impact of rurality and climatic conditions, and implications for microgrid design, *Energy for Sustainable Development*, 66 (February) : 151-164.

Sievert M. & Steinbuks, J. (2020). Willingness to pay for electricity access in extreme poverty: Evidence from sub-Saharan Africa. *World Development*, 128 (2020) 104859.