
Région et Développement

n° 52-2020

www.regionetdeveloppement.org

La rente hydroélectrique en Afrique : Une évaluation avec taxation et optimisation des coûts totaux de production

Yris D. FONDJA WANDJI*
Jules SADEFO KAMDEM**

Résumé – Le but de cette étude est d'évaluer la rente économique potentielle générée par le secteur hydroélectrique en Afrique. La méthodologie utilisée consiste à calculer cette rente comme étant la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes énergétiques hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans hydroélectricité. Nos estimations permettent de conclure que la valeur de la rente hydroélectrique avoisinerait 2 \$/MWh. Ainsi, le développement de cette source d'énergie aiderait le continent africain à assurer sa transition énergétique, engendrerait des surprofits pour des pays qui disposent d'importants potentiels hydroélectriques et constituerait une source de rente pour tous les autres pays importateurs d'énergie électrique.

Classification JEL

H43, O22, P17, Q47, Q48

Mots-clés

Rente économique
Hydroélectricité
Afrique

* Université de Guyane, BETA MINEA EA 7485 et UMR Espace Dev – Centre IRD de Cayenne ;
yris.fondja@univ-guyane.fr

** Université de Montpellier, Faculté d'économie et MRE EA 7491 ;
jules.sadefo-kamdem@umontpellier.fr

1. INTRODUCTION

Résoudre le problème d'accès aux services énergétiques modernes et celui des déficits chroniques d'électricité en Afrique nécessite des investissements importants et durables dans le secteur de l'énergie. D'après la Banque Africaine de Développement, en 2008, les besoins de l'Afrique en matière de financement de l'énergie s'élevaient au total à 41 milliards de dollars US par an, et ces besoins n'étaient couverts qu'à hauteur de 12 milliards de dollars US (BAD, 2010). Compte tenu de l'urgence et de l'immensité des besoins, il est nécessaire de recourir à une combinaison d'instruments et/ou de sources de financement. L'évaluation et la capture de la rente liée aux ressources hydroélectriques pourraient permettre de financer d'importants investissements énergétiques.

En outre, l'hydroélectricité fait partie des solutions pouvant aider les pays d'Afrique à réussir leur transition énergétique. Elle permet de réaliser au moins deux des dix-sept objectifs de développement durable entérinés en septembre 2015 par l'Assemblée générale des Nations Unies à savoir : « Garantir l'accès de tous à des services énergétiques fiables, durables et modernes, à un coût abordable » (Objectif 7) et « Prendre d'urgence des mesures pour lutter contre les changements climatiques et leurs répercussions » (Objectif 13). En effet, les liens entre l'hydroélectricité et les trois piliers du développement durable sont étroits. D'abord sur le plan économique, l'électricité d'origine hydraulique est très abordable et moins coûteuse que la plupart des autres énergies (Tchouate, 2003). Il s'agit d'une électricité disponible et fiable ayant une certaine souplesse d'utilisation et une rapidité de réponse, ce qui est fondamental pour la stabilité des grands réseaux interconnectés. L'hydroélectricité est donc une filière importante pour le système électrique, notamment en termes d'équilibre et de sécurisation du réseau. Dans une perspective de promotion des énergies renouvelables, ces qualités sont de plus en plus indispensables pour compenser l'irrégularité des productions éolienne et solaire.

Sur le plan environnemental, l'énergie hydraulique est une énergie propre et renouvelable qui utilise la force de l'eau, une ressource non épuisable¹. Non polluante et n'émettant pas de gaz à effet de serre, elle peut ainsi contribuer aux objectifs nationaux et internationaux de réduction des émissions nocives pour le climat (Bonin, 2008). Par ailleurs, en sus de la production d'électricité, certains barrages et retenues d'eau peuvent servir à l'irrigation, à la navigation, à l'alimentation domestique ou à la régulation des débits. Sur le plan social enfin, les aménagements hydroélectriques ont des incidences sur le développement local, *via* la construction des ponts et routes sur les barrages. Ces derniers pouvant être la source d'attraction touristique et donc de création d'emplois locaux (Askari et al., 2015). En outre, le développement de l'hydroélectricité s'accompagnant souvent de la création de réservoirs, il contribue aussi à une meilleure gestion de la ressource en eau dans un contexte rendu de plus en plus difficile par la croissance démographique et les conséquences du changement climatique.

D'après une étude de l'Association pour le développement de l'énergie en Afrique (Adea, 2015), le continent africain est celui qui renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non exploité au monde. Il représente 12% du potentiel mondial et est essentiellement localisé en Afrique centrale. Toutefois, des potentiels très importants existent sur le Nil mais également en Guinée-Conakry et au Mozambique. Pourtant, en termes de production, le continent reste à la marge. Il ne produit, en

¹ Du moins tant que le cycle hydrologique global fonctionne bien.

effet, qu'une part infime de l'énergie hydroélectrique mondiale (environ 3%)², et n'utilise que 5% de son important potentiel. L'exploitation de ce potentiel hydraulique offrirait une énergie « propre » et des coûts unitaires de production faibles ; elle nécessite néanmoins des installations conséquentes et coûteuses pour lesquelles les investissements font défaut (Fondja, 2012).

Le but de cette étude est d'évaluer la rente économique potentielle générée en Afrique suite à la mise en œuvre d'un certain nombre de projets hydroélectriques susceptibles de répondre aux besoins en électricité d'ici à l'horizon 2040.

Si elle est correctement utilisée, cette rente peut soit générer des revenus pour les gouvernements afin de permettre la réalisation d'investissements dans d'autres activités de développement, soit assurer une électricité à faible coût aux utilisateurs locaux. Cependant, si le secteur privé est engagé dans le développement de ces ressources hydroélectriques, la rente doit être partagée dans une certaine mesure, mais même dans ce cas, la contribution à l'économie peut être significative si le mécanisme de partage est soigneusement conçu.

La structure de l'article est la suivante : dans la section 2, nous introduisons le concept de rente économique dans le secteur de l'hydroélectricité en présentant les différentes méthodes de calcul telles qu'elles ont été mises en œuvre dans la littérature. La section 3 décrit la situation énergétique actuelle de l'Afrique et les perspectives d'évolution de la production d'hydroélectricité. La section 4 présente la méthodologie utilisée dans cette étude. La section 5 contient des informations sur l'ensemble des données utilisées pour estimer la rente hydroélectrique en Afrique. La section 6 présente les principaux résultats d'estimation. La section 7 s'intéresse aux analyses de sensibilité de certains paramètres clés sur la rente. La section 8 est consacrée aux conclusions et implications politiques de l'étude.

2. LE SECTEUR HYDROÉLECTRIQUE EST SOURCE D'UNE RENTE ÉCONOMIQUE

Dans cette section, après avoir défini le concept de rente économique et distingué la rente différentielle de la rente de rareté, nous présentons les différentes méthodes utilisées dans la littérature pour mesurer la rente hydroélectrique.

2.1. Qu'entend-on par rente hydroélectrique ?

D'après Rothman (2000), le concept de rente a considérablement évolué depuis l'analyse classique de David Ricardo³. S'appuyant sur les travaux des mercantilistes de la fin du XVII^e siècle, des physiocrates et même d'Adam Smith, Ricardo introduit la notion de rente foncière qui va être élargie et affinée dans le concept moderne de rente économique (Bordaz, 1938). Ainsi, il est commun de définir la rente économique comme le rendement (bénéfice ou profit) excédentaire que génèrent certains facteurs de production dont la qualité est variable et dont l'offre est limitée. L'excédent signifie que le rendement est plus important que ce que le facteur pourrait engendrer dans sa prochaine meilleure utilisation. Si tous les facteurs de production étaient de la même qualité, aucun ne pourrait générer un rendement excédentaire puisque les facteurs pourraient être interchangeables. De plus, si les facteurs étaient disponibles en quantités illimitées, ils ne rapporteraient rien. La rente économique provient donc de deux sources principales : les différences de qualité des facteurs de production (rente différentielle) et leur pénurie (rente de rareté).

² En 2015, la production hydroélectrique mondiale s'élevait à 3837 TWh pour une capacité totale installée de 1071 GW, alors que la production hydroélectrique africaine ne s'établissait qu'à 120 TWh pour une capacité totale installée de 28 GW (U.S. Energy Information Administration, 2018).

³ Voir son principal ouvrage *Des principes d'économie politique et de l'impôt*, publié pour la première fois en 1817.

La rente différentielle est souvent appelée rente ricardienne car c'est le type de rente mis en évidence par Ricardo dans son traitement classique du sujet. Elle apparaît lorsque la satisfaction de la demande nécessite simultanément la mise en service de ressources de qualités différentes. Dans le cas des terres, les sources de rente différentielle comprennent la fertilité du sol et la proximité des marchés. Les activités d'extraction de ressources, telles que l'extraction minière et la production pétrolière et gazière, peuvent générer des rentes différentielles dues non seulement aux différences de teneur en minerai, pétrole ou gaz, mais aussi à la proximité de la surface (facilité d'extraction), la nécessité de mesures d'atténuation environnementales, etc.

La rente de rareté, appelée rente absolue par Karl Marx, est une rente qu'un propriétaire peut gagner sur un terrain qui ne génère aucune rente différentielle. Il s'agit, par exemple, du prix payé pour l'utilisation d'une terre homogène lorsque son offre est limitée par rapport à la demande. Si toutes les terres sont homogènes mais que la demande de terres est supérieure à l'offre, la totalité de la terre recevra une rente économique en raison de sa rareté. De cette façon, la rente surviendra lorsque l'offre de terrain est inélastique. Ainsi, la rente de rareté se produit lorsque les limites de l'offre d'une ressource permettent aux producteurs de pratiquer des prix supérieurs à leurs coûts marginaux.

2.2. Rente différentielle et rente de rareté sur les sites hydroélectriques

La production hydroélectrique repose sur l'exploitation des ressources de la nature et, par conséquent, on peut s'attendre à ce qu'elle donne lieu à une rente économique. La rente issue des sites hydroélectriques peut résulter du nombre limité de sites propices au développement hydroélectrique, ainsi que de la capacité de certains sites hydroélectriques à produire de l'électricité à un coût moindre que d'autres technologies de production utilisées en remplacement. Ceci implique que la rente peut inclure à la fois la rente différentielle et la rente de rareté (Hartwick and Olewiler, 1998 ; Rothman, 2000).

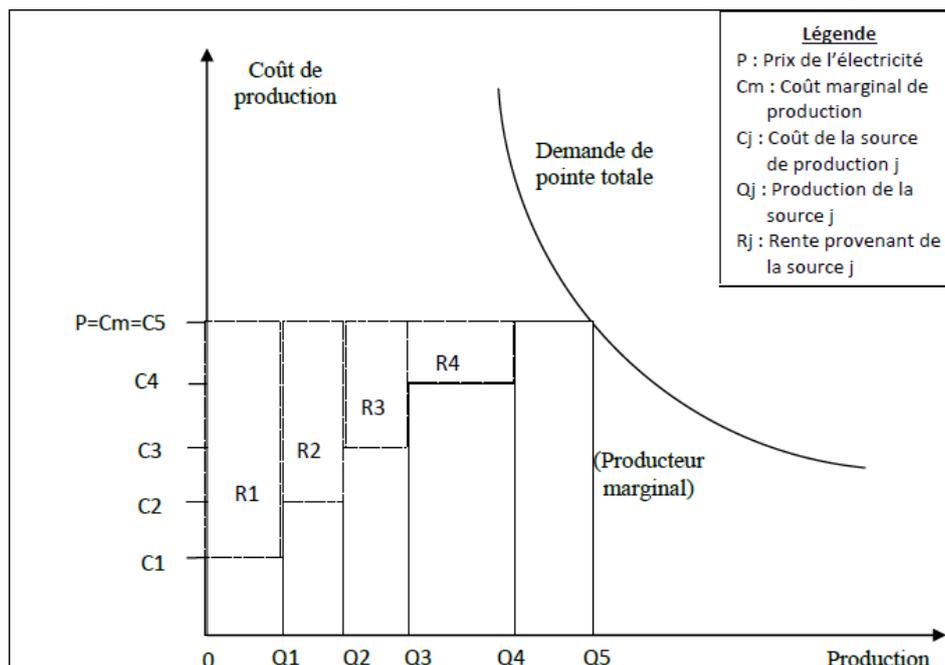
La rente différentielle provient du fait que l'hydroélectricité est souvent une option à faible coût pour la production d'électricité. Tout comme la mine la plus coûteuse régit la rente différentielle qui peut être obtenue dans les mines à faible coût, le coût de production marginal des sources d'énergie de remplacement limite la rente différentielle qui peut être obtenue sur les sites hydroélectriques.

Une rente de rareté provient également des sites hydroélectriques, bien que la logique soit peut-être moins intuitive que la logique d'une rente différentielle. En effet, les sites hydroélectriques produisent une électricité à laquelle il existe de nombreuses alternatives de production utilisant des méthodes non hydroélectriques (gaz, pétrole, charbon, nucléaire, géothermique, éolienne et solaire, entre autres). Une rente de rareté apparaîtra si la source de production marginale ne peut produire que des quantités limitées d'électricité. La rente de rareté résulte également des limitations saisonnières sur la quantité d'eau contenue dans un barrage. Au cours d'une saison donnée, on s'attend à ce que l'eau limitée soit gérée et consommée en fonction de sa « valeur » incluant une rente de rareté (Amundsen et al., 1992).

La figure 1 illustre les rentes générées par d'autres technologies de production d'électricité. La rente économique totale d'une source donnée de production d'électricité est la différence entre le coût marginal de production (C_j , $j=1 \dots 5$) et le prix de l'électricité qui serait obtenu sur un marché concurrentiel (P). En principe, dans un système de production d'électricité efficace, les marchés concurrentiels établissent les prix de l'électricité au coût de production marginal de la source marginale utilisée. En supposant qu'il y ait cinq sources d'électricité (Q_j , $j=1 \dots 5$), la rente économique (R_j , $j=1 \dots 5$) provient de chacune, à l'exception de la source marginale.

Cette rente dépendra du moment de la production, puisque la demande et donc la valeur de l'électricité fluctuent en fonction de la courbe de charge des durées⁴. Chaque site hydroélectrique pourrait être classé comme une source d'électricité différente et générer son propre niveau de rente en fonction du coût marginal de production spécifique au site.

Figure 1. La rente économique des aménagements hydroélectriques



Source : Adapté de Rothman (2000) et Banfi et al. (2005).

2.3. Evolution de la méthodologie utilisée pour mesurer la rente hydroélectrique

La méthodologie utilisée pour mesurer la rente hydroélectrique n'a pas beaucoup évolué, le sujet étant assez peu traité dans la littérature économique. A l'instar des autres formes de rente économique, l'identification et la mesure de la rente provenant des systèmes hydroélectriques font appel à la notion de surplus par rapport au coût d'opportunité. En théorie et comme le montre la figure 1, la rente hydroélectrique est la différence entre le prix de l'électricité déterminé par la concurrence et le coût marginal de production de l'énergie hydroélectrique. Malheureusement, aucune de ces valeurs n'est facilement observable dans les pays ayant des services publics et des tarifs réglementés. Les tarifs réglementés de l'électricité, généralement fixés au coût moyen du service public, demeurent la norme dans la plupart des pays (Rothman, 2000). Par conséquent, des approches alternatives ont donc été utilisées pour calculer la rente hydroélectrique.

⁴ La courbe de charge des durées sert à saisir le profil horaire de la demande future en électricité. Elle montre comment la demande varie de l'heure de la plus forte demande (pointe) à l'heure de la plus faible demande. La courbe de charge (en MW) représente les puissances successivement appelées par le réseau au cours des 8760 heures d'une année.

L'étude menée par Bernard et al. (1982) constitue la première recherche visant à estimer la rente hydroélectrique au Canada. Le but des auteurs était de développer une base d'imposition hypothétique analogue aux assiettes fiscales calculées pour d'autres ressources naturelles. Par conséquent, leur approche consistait à estimer « les économies de coûts, ou la rente provenant de l'utilisation d'un site ou d'un gisement par rapport aux coûts des moyens inférieurs permettant de satisfaire la demande ». Plus précisément, les rentes étaient mesurées en tant que valeur de l'électricité provenant des sites hydroélectriques (mesurée en tant que coût de méthode alternative) moins tous les coûts à long et à court terme actualisés pour produire cette électricité.

Zuker et Jenkins (1984) rejettent la méthode utilisée par Bernard et al. (1982) pour calculer la rente hydroélectrique, étant donné que le coût additionnel de la construction de nouvelles centrales thermiques pour remplacer la production hydroélectrique (tout en considérant le reste du système inchangé) comprend certains coûts associés aux inefficacités du réseau. Pour remédier à cela, Zuker et Jenkins (1984) calculent la rente comme la différence entre les coûts totaux du système hydroélectrique et un système hypothétique optimal de production d'énergie tout thermique, en utilisant un modèle simplifié de planification de l'expansion de l'électricité. Cette approche a été utilisée par Shrestha and Abeygunawardana (2009), Boungnong and Phonekeo (2012) et Fondja and Bhattacharyya (2017) pour estimer la rente hydroélectrique au Népal, au Laos et au Cameroun respectivement.

Étant donné que le coût marginal à long terme de la production d'électricité provenant d'autres sources que les centrales existantes est plutôt incertain, Amundsen et Tjøtta (1993) envisagent des scénarios de prix de référence pour estimer la rente à long terme de la production hydroélectrique en Norvège. Dans cette étude, la rente de sept régions productrices est mesurée en tenant compte de la variabilité des précipitations entre les sites norvégiens. Les auteurs établissent une distinction entre la rente à court terme et la rente à long terme. En raison des incertitudes concernant les prévisions de prix de l'électricité à long terme, deux scénarios sont retenus : un scénario de prix de soutien élevé et un scénario de prix bas. Dans de telles conditions, des rentes importantes apparaissent pour le secteur norvégien de l'électricité (voir tableau 1).

En comparaison avec les études présentées ci-dessus, Banfi et al. (2005) calculent plus précisément les coûts de production des centrales hydroélectriques, en raison des données détaillées recueillies au niveau des entreprises. À l'instar des précédentes études, le but est de réaliser une estimation de la rente hydroélectrique totale potentiellement générée en Suisse en supposant que le marché européen et suisse de l'électricité soit concurrentiel. Pour atteindre cet objectif, les auteurs calculent la rente pour quatre catégories différentes de producteurs hydroélectriques : (i) les centrales au fil de l'eau dont la hauteur de chute est inférieure à 25 m ; (ii) les centrales au fil de l'eau dont la hauteur dépasse 25 m ; (iii) les installations de stockage et de pompage d'eau et (iv) les installations de stockage sans pompage d'eau. Cette recherche montre que la rente totale hypothétique générée par le secteur hydroélectrique suisse s'élève en moyenne à 650 millions d'euros par an. Cette étude démontre également que la rente économique varie considérablement en fonction des différentes technologies de production. Les centrales au fil de l'eau ne représentent que 28% de la rente moyenne potentielle, tandis que les installations de stockage génèrent les 72% restants. Enfin, on constate qu'une variation des prix hypothétiques, induite par exemple par des politiques d'internalisation, provoque des changements significatifs dans le niveau de rente économique potentiellement générée par le secteur de l'hydroélectricité (Banfi et al., 2005).

Présentée comme la première tentative d'estimation de la rente hydroélectrique en Italie, l'étude de Massarutto et Pontoni (2015) révèle que la production hydroélectrique génère la rente la plus élevée jamais estimée, en moyenne comprise entre 30.3 €/MWh et 82.4 €/MWh. Dans l'impossibilité d'avoir les informations sur les coûts des différents opérateurs, ces auteurs optent pour des approches paramétriques afin d'estimer à la fois les coûts d'investissement et les coûts d'exploitation, et comparent ensuite leurs valeurs à celles publiées dans deux enquêtes menées par GSE (2010) et IRENA (2012). En ce qui concerne la répartition de cette importante rente, leur étude préconise l'adoption d'une taxe sur la rente provenant des ressources, vu qu'elle réduirait l'arbitrage entre l'appropriation de la rente et la protection de l'environnement.

Tableau 1. Méthodologies d'estimations de la rente hydroélectrique

Méthodologies	Auteurs	Pays	Résultats (€/MWh par défaut)
Utilisation du coût unitaire de production d'électricité en l'absence des centrales hydroélectriques comme indicateur du prix de l'électricité	Bernard et al. (1982)	Canada	6.8 - 16.4
Utilisation d'un modèle simplifié pour déterminer des plans de développement énergétique les moins coûteux avec et sans la centrale hydroélectrique	Zucker and Jenkins (1984)	Canada	27.3
	Gilen and Wen (2000)	Canada (Ontario)	25.3
	Shrestha and Abeygunawardana (2009)	Népal	USc 2.49/kWh
	Boungnong and Phonekeo (2012)	Laos	USc 2.73/kWh - USc 4.6/kWh
Estimation de la rente à long terme de la production d'hydroélectricité en tenant compte des scénarios des prix de back-stop	Fondja and Bhattacharyya (2017)	Cameroun	15 - 17
Calcul de la rente hydroélectrique pour les centrales au fil de l'eau et pour les installations de stockage avec et sans pompage	Amundsen and Tjøtta (1993)	Norvège	9.5 - 17
Utilisation d'une approche paramétrique consistant à construire un jeu de données sur les variables techniques et concessionnelles pour toutes les centrales hydroélectriques	Banfi et al. (2005)	Suisse	10.7 - 22.8
	Massarutto and Pontoni (2015)	Italie	30.3 - 82.4

Source : Adapté de Massarutto and Pontoni, (2015).

3. L'AFRIQUE : FRACTURES ÉNERGÉTIQUES ET PERSPECTIVES DE L'HYDROÉLECTRICITÉ

L'Afrique est un continent pluriel et les situations énergétiques et électriques contrastées traduisent naturellement les disparités observées au niveau de la taille, du poids économique, de la démographie, des ressources et perspectives de croissance des 54 pays qui la composent. L'accès à l'énergie, gage de conditions de vie décentes, est aussi un puissant levier de développement pour l'économie et les industries locales. En effet, l'accès à l'énergie impacte la situation socio-économique des pays en développement dans quatre grands domaines, à savoir la santé, l'éducation, le revenu et l'environnement (Kanagawa and Nakata, 2007). De même, l'accès

à l'énergie électrique est universellement reconnu comme une condition nécessaire, bien que non suffisante⁵ pour assurer un développement économique et social (Mulder and Tembe, 2008).

Toutefois, force est de constater qu'aussi bien en termes de production que de consommation, l'Afrique reste aujourd'hui une terre de fractures énergétiques peu favorables à son développement. Si le continent dans son ensemble est peu consommateur d'énergie, ce constat masque une grande variété de situations, tant au niveau régional que local.

D'abord il y a une fracture entre l'Afrique et le reste du monde. En effet, avec plus de 16% de la population mondiale en 2015, l'Afrique consommait à peine 3%⁶ de l'énergie électrique produite dans le monde (IEA, 2018). La consommation d'électricité par habitant (0,57 MWh/hab) restait très faible non seulement par rapport à la moyenne des pays de l'OCDE (8,02 MWh/hab), mais aussi par rapport à la moyenne mondiale (3,05 MWh/hab). En outre, environ 55,5% des personnes n'ayant pas accès à l'électricité en 2016 vivaient en Afrique, soit 588 millions sur 1 060 millions de personnes (WEO, 2017).

Cette frontière énergétique entre l'Afrique et le reste du monde cache aussi des différences régionales et locales notables. En outre, le bouquet énergétique de l'Afrique, bien que globalement semblable à celui d'autres continents, change de façon considérable d'une région à une autre. Ainsi, avec seulement 20% de la population africaine vivant en Afrique du Nord ou Afrique du Sud, ces deux régions représentaient 75% de l'énergie électrique consommée par l'ensemble du continent en 2015 (IEA, 2018). Le taux d'accès à l'électricité en 2016 était de 100% en Afrique du Nord et de 43% en Afrique subsaharienne (WEO, 2017).

Une autre fracture sépare également le monde urbain et le monde rural. En effet, alors que le relatif bon équipement des plus grandes villes africaines permet l'accès à des sources d'énergie conventionnelles, les infrastructures de distribution sont quasi inexistantes dans les campagnes d'Afrique centrale, occidentale ou orientale. Ainsi, l'essentiel de la population sans accès à l'électricité se trouve dans les zones rurales. En 2016, l'électrification rurale était inférieure à 5% dans plus d'une dizaine de pays de l'Afrique subsaharienne (WEO, 2017).

En ce qui concerne l'offre, d'après l'Agence internationale de l'énergie (AIE), la production totale d'électricité en Afrique s'élevait à 784,09 TWh en 2015 pour une production mondiale de 24 344,52 TWh soit 3,22 % de l'électricité produite à travers le monde. Par source de production, cette électricité était générée par le gaz (36%), le charbon (33%), l'hydraulique (16%), le pétrole (11%), le nucléaire (2%), l'éolien (1%), la géothermie, le solaire et les autres comptant ensemble pour moins d'1%. La figure 2 présente la répartition de la production d'électricité en Afrique par source d'énergie en 2015.

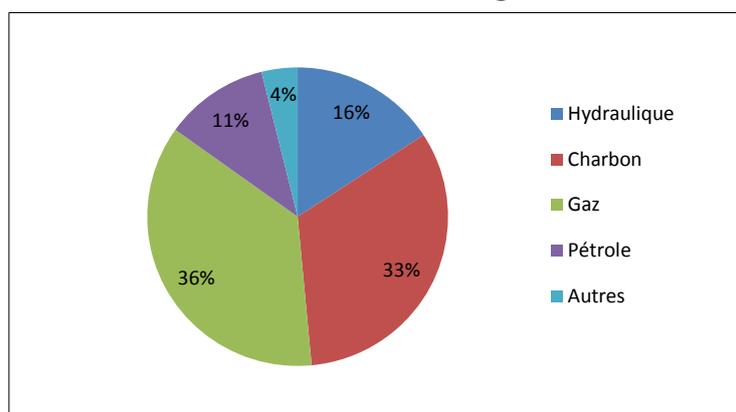
Ainsi, l'hydraulique ne représente que la troisième source d'énergie électrique du continent africain qui renferme le plus grand potentiel hydroélectrique non exploité au monde. Celui-ci représente 12% du potentiel mondial (ADEA, 2015). Une meilleure exploitation de cette ressource offrirait une énergie « propre » et des coûts unitaires de production faibles (Fondja, 2012). Mais le secteur de l'électricité étant très capitalistique, la mise en valeur de cet avantage naturel nécessite des installations conséquentes et coûteuses pour lesquelles les investissements font défaut.

⁵ La disparition de la pauvreté exige aussi, entre autres, une adduction en eau potable, des services de soins et de santé adéquats, un bon système d'éducation et un réseau d'information et de communication.

⁶ En 2015, la consommation mondiale d'électricité s'élevait à 22 385,81 TWh alors que la consommation africaine ne s'établissait qu'à 671,26 TWh (IEA, 2018).

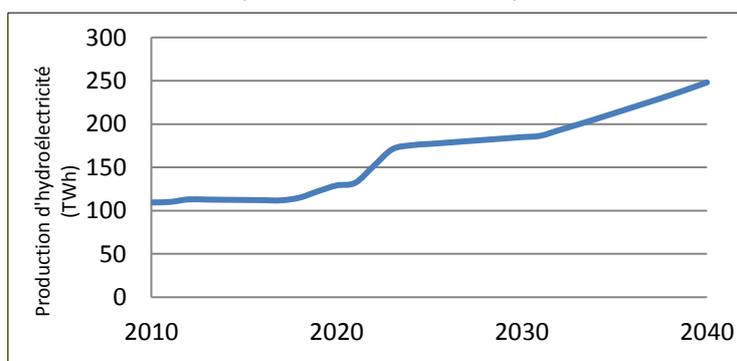
Toutefois, il existe actuellement, et notamment à la suite de la Cop21⁷, de grands plans⁸ de développement régionaux et sous-régionaux d'électrification de l'Afrique via les énergies renouvelables en général et l'hydraulique en particulier. Sous réserve de concrétisation de ces projets, le scénario de référence d'évolution de la production hydroélectrique en Afrique sur la période 2010-2040, proposé par *U.S. Energy Information Administration* (2018) est représenté à la figure 3.

Figure 2. Répartition de la production d'électricité en Afrique en 2015 selon la source d'énergie



Source des données : *International Energy Agency*, 2018.

Figure 3. Production nette d'hydroélectricité en Afrique (scénario de référence)



Source des données : *U.S. Energy Information Administration*, 2018.

⁷ La 21ème conférence des parties (Cop21) à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques a eu lieu à Paris du 30 novembre au 12 décembre 2015.

⁸ On pourra citer, par exemple, l'Initiative africaine pour les énergies vertes (AREI) lancée à l'occasion de la Cop21, le « New Deal de l'énergie pour l'Afrique » lancé par la Banque africaine de développement en 2016, SE4All (*Sustainable energy for all*) porté par les Nations Unies, l'initiative *Power Africa* du Président américain Barack Obama, ou « Energies pour l'Afrique » de Jean-Louis Borloo. Ces initiatives institutionnelles pourraient être un des leviers pour des investissements privés de moyen et long termes, générateurs d'emplois et d'améliorations technologiques.

La figure 3 montre que la production d'hydroélectricité devrait augmenter de façon continue en Afrique, passant de plus de 100 TWh en 2010 à près de 250 TWh en 2040 d'après le scénario de référence de l'agence *U.S. Energy Information Administration* (2018). Cette croissance s'explique par la multiplication des projets hydrauliques nationaux sur tout le continent. A l'observation de ce graphique, on constate un premier grand changement de pente autour de 2022, date correspondant à la mise en exploitation du barrage de la Renaissance en Ethiopie d'une puissance installée de plus de 6 000 MW. Sur cette courbe, on peut également noter une autre inflexion à partir de 2031, qui pourrait correspondre à un début de mise en œuvre de grands projets interrégionaux afin de répondre au déficit énergétique dont souffre l'ensemble du continent. Cette perspective de développement massif de l'hydroélectricité en Afrique peut largement aider à la satisfaction des besoins énergétiques croissants des populations compte tenu du rôle décisif de l'accès à l'énergie dans le développement économique et social.

4. MÉTHODOLOGIE D'INTÉGRATION D'UNE TAXE ENVIRONNEMENTALE DANS LA MESURE DE LA RENTE HYDROÉLECTRIQUE

Dans cette section, nous présentons d'abord la méthodologie retenue pour notre recherche, ensuite nous justifions l'introduction d'une taxe environnementale dans le modèle initial et enfin, nous présentons les équations permettant de calculer la rente économique unitaire.

4.1. Méthodologie de calcul

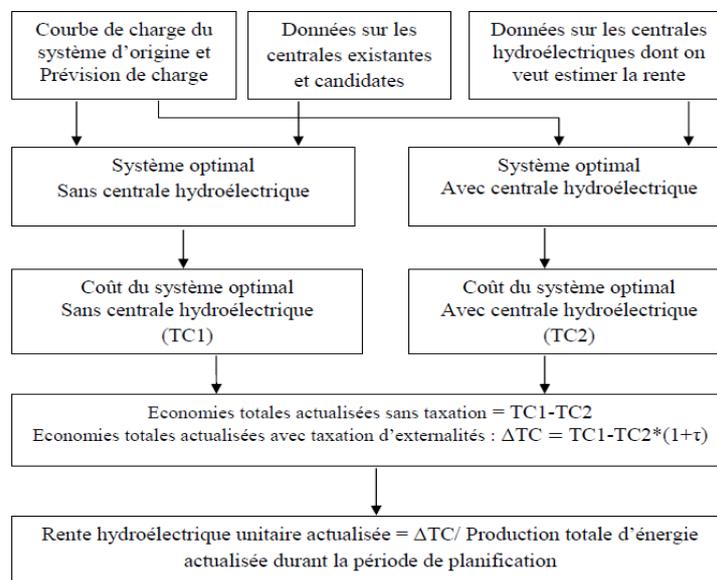
D'après Zuker et Jenkins (1984), une approche idéale pour estimer la rente économique provenant de la production hydroélectrique devrait être basée sur la différence de coût entre les systèmes les moins coûteux avec ou sans centrales hydroélectriques. Suivant ce raisonnement dans cette étude, nous évaluons la rente économique pour l'ensemble du système hydroélectrique africain comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans. La période de planification (au cours de laquelle la rente est générée) est 2015-2040 et les deux scénarios prennent en compte les capacités déjà installées en 2015. En outre, nous introduisons dans le modèle retenu un taux de taxation des externalités ou taxe environnementale τ afin de prendre en compte les externalités engendrées par la source de production hydroélectrique. L'organigramme de la méthodologie est présenté à la figure 4.

4.2. Justification de l'introduction d'une taxe environnementale

La taxe environnementale τ est introduite afin de prendre en compte les externalités générées par l'adoption d'une source d'énergie hydroélectrique dans le bouquet énergétique considéré. En effet, la production de l'hydroélectricité qui nécessite la réalisation des barrages fragilise la viabilité de nombreuses espèces aquatiques et terrestres. Les barrages sont reconnus comme une agression majeure à l'environnement et particulièrement aux écosystèmes aquatiques. Ils entraînent des modifications profondes de la flore et de la faune, variables selon les sites et selon les climats, mais qui ne sont pas toujours bien maîtrisées. En dehors de cet impact sur la biodiversité, on peut aussi citer le déplacement involontaire des populations et la destruction des terres exploitables pour l'agriculture. Par ailleurs, les émissions de gaz à effet de serre résultant des projets hydroélectriques ne sont pas toujours

négligeables, surtout en zones tropicales⁹. Il existe une vaste littérature qui démontre que la production hydroélectrique a un impact significatif sur la biodiversité et les services écosystémiques (Céréghino et al., 2002 ; Anderson et al., 2006; Renofalt et al., 2010). Il apparaît aussi que des mesures d'atténuation et un changement dans les stratégies de gestion de la production peuvent améliorer considérablement la qualité de l'environnement. Massarutto et Pontoni (2015) montrent qu'une taxe sur la rente issue des ressources hydroélectriques est neutre pour les investissements et favorise la mise en œuvre des mesures d'atténuation environnementales.

Figure 4. Organigramme de la méthodologie de calcul de la rente hydroélectrique



Source : Adapté de Shrestha and Abeygunawardana, (2009).

4.3. Introduction de la taxe environnementale sur les coûts de production hydroélectrique plutôt que sur le prix de l'électricité

Etant donné qu'un mégawattheure (MWh) d'électricité se vend sur le marché au même prix p quelle que soit sa source de production, la recette R provenant d'une production totale Q (en MWh) est donnée par la relation :

$$R = p * Q \quad (1)$$

La variation de recette suite à l'utilisation d'un système optimal de production avec centrale hydroélectrique (dont le coût s'élève à $TC2$) plutôt qu'un système de production sans centrale hydroélectrique (dont le coût s'établit à $TC1$ pour la même production Q) est donnée par la relation :

⁹ Jim Gilles dans un article paru dans le Courrier International N° 842-843 du 21 décembre 2006-3 janvier 2007, évoque le débat entre Philip Fearnside, écologue brésilien, et Luiz Pinguelli Rosa, un autre universitaire brésilien. Pour le premier, un barrage « type » en zone tropicale émettra pendant les dix premières années de son fonctionnement quatre fois plus de dioxyde de carbone qu'une centrale à combustible fossile de puissance équivalente ; ce que conteste le second chercheur, accusant le premier d'exagérer les quantités de gaz à effet de serre émises par les lacs de retenue.

$$\Delta R = (p * Q - TC2 * Q) - (p * Q - TC1 * Q) \quad (2)$$

Soit :

$$\Delta R = (TC1 - TC2) * Q \quad (3)$$

En introduisant sur le prix de l'électricité une taxe τ pour prendre en compte les externalités liées à la production hydroélectrique, cela conduirait à augmenter le prix du MWh qui passerait de p à p' . Ainsi, la variation de recette deviendrait :

$$\Delta R = (p' * Q - TC2 * Q) - (p' * Q - TC1 * Q) \quad (4)$$

Soit encore :

$$\Delta R = (TC1 - TC2) * Q \quad (3)$$

Par conséquent, la meilleure solution pour prendre en compte ces externalités sans pénaliser les consommateurs revient à augmenter le coût du système optimal avec centrale hydroélectrique (TC2) en le multipliant par $(1+\tau)$. Ainsi, les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques s'élèvent à :

$$\Delta TC = TC1 - TC2 * (1 + \tau) \quad (5)$$

Par ailleurs, la rente économique totale actualisée du système hydroélectrique (TER¹⁰) correspond aux économies réalisées sur le coût total de la production d'électricité (ΔTC) en présence de ressources hydroélectriques à faible coût. On a alors :

$$TER = \Delta TC \quad (6)$$

4.4. Calcul de la rente économique unitaire

Dans notre recherche, en faisant l'hypothèse que les externalités négatives engendrées par les projets hydroélectriques sont plus importantes que les externalités positives (irrigation agricole, navigation, protection contre les crues, etc.), on considérera que le taux de taxation d'externalités τ est une fraction du coût du système électrique optimal incluant les centrales hydroélectriques, et est compris entre 0 et 1.

Par ailleurs, la rente économique unitaire actualisée (LER¹¹) du système hydroélectrique peut être calculée à partir de la rente économique totale (TER) par la formule :

$$TER = \sum_{t=0}^{25} \left(\frac{LER * E_t}{(1+r)^t} \right) \quad (7)$$

Où r est le taux d'actualisation et E_t l'électricité produite au cours de l'année t . LER est une valeur moyenne et donc constante sur la période d'étude. On obtient alors de l'équation (7) :

$$TER = LER \sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right) \quad (8)$$

Soit :

$$LER = \frac{TER}{\sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (9)$$

Enfin en tenant compte de l'égalité (6), on obtient :

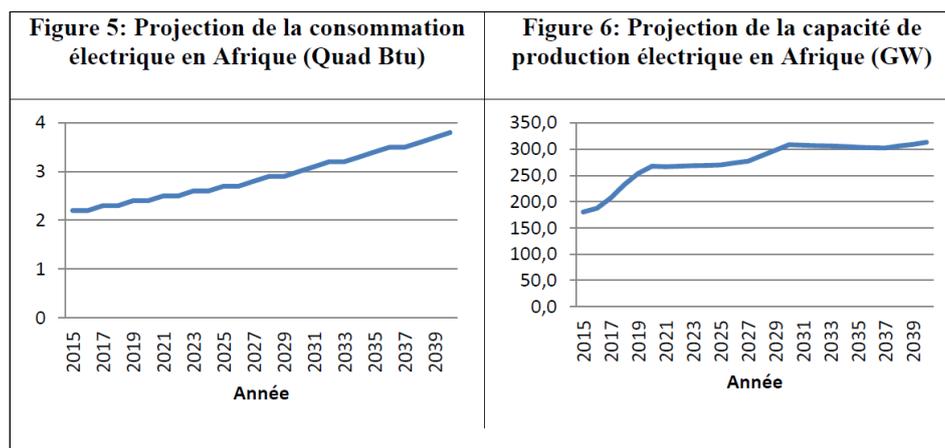
$$LER = \frac{\Delta TC}{\sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)} \quad (10)$$

¹⁰ Pour *Total discounted economic rent*.

¹¹ Pour *Levelized unit economic rent*.

5. DONNÉES D'ENTRÉE ET HYPOTHÈSES DE DÉPART

L'horizon de planification retenue pour la présente étude est de 25 ans (c'est-à-dire de 2015 à 2040). L'année 2015 est considérée comme l'année de base pour le calcul des coûts des plans d'expansion de la production. Dans un premier temps (scénario de référence), un taux d'actualisation de 10% sera considéré¹².



Source : U.S. Energy Information Administration (2018).

Tableau 2. Coûts estimés pour les installations électriques

Type de combustible	Coût en capital (\$/kW)	Coût Fixe O&M (\$/MW)	Coût Variable O&M (\$/MWh)	Coût des combustibles (\$/MWh)
Nucléaire	6100	348	0	6
Charbon	2890	63	3.71	22
Pétrole	1870	15	7.48	910 \$/tonne
Gaz	651	14	29.9	21
Hydraulique	3678	56	2.71	0
Biomasse	3830	260	15	20
Géothermie	9298	0	31	0
Solaire	3520	116	0	0
Eolien	1980	164	0	0

Source : NREL (2012).

Le logiciel LEAP version 2018.0.1.2 a été utilisé comme un calculateur pour déterminer les coûts totaux minimisés des plans d'expansion de la production nécessaire pour répondre à la demande projetée. Les données d'entrée concernent les capacités installées et la demande d'électricité en 2015, ainsi que leur évolution jusqu'en 2040. Les données introduites dans ce calculateur sont celles des figures 5 et 6 qui représentent les projections du scénario de référence de la consommation et des capacités électriques en Afrique sur la période 2015-2040, proposées par U.S. Energy Information Administration (2018). A l'observation des figures 5 et 6, on

¹² Un taux d'actualisation compris entre 10% et 12% est généralement utilisé dans l'évaluation des projets par plusieurs institutions financières et monétaires internationales, notamment la Banque mondiale, la Banque africaine de développement et le Fonds monétaire international (Bah, 2015).

constate que la demande d'électricité est croissante, et reflète le besoin d'énergie nécessaire pour accompagner la croissance démographique et le développement économique. De même, la capacité électrique suit globalement cette tendance à la hausse malgré l'existence de quelques paliers.

En outre, les coûts des combustibles, les coûts en capital et les coûts d'exploitation et de maintenance fixes et variables des différentes unités de production utilisées dans cette étude, sont donnés dans le tableau 2. Il s'agit des coûts estimés en dollars de 2009 par le laboratoire national américain sur les énergies renouvelables NREL (2012).

6. RÉSULTATS DES ESTIMATIONS

Dans cette section, nous présentons d'abord les résultats du calcul des économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques. Nous estimons ensuite la production électrique nécessaire pour satisfaire la demande sur la période considérée à savoir 2015-2040. Enfin, nous calculons la rente hydroélectrique correspondante.

6.1. Calculs des économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques

Dans cette recherche, la rente hydroélectrique est calculée pour l'ensemble du continent africain comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans les centrales hydroélectriques. L'économie réalisée en présence des centrales hydroélectriques ΔTC est la différence entre les coûts totaux minimisés (la somme de tous les coûts et avantages actualisés pour toutes les années de l'étude ou la valeur actuelle nette) du scénario avec l'hydroélectricité et le scénario sans centrales hydroélectriques.

En considérant dans un premier temps un taux d'inflation de 3%¹³ et un taux de taxation d'externalités $\tau = 0$ (scénario de référence), d'après les résultats du calcul de LEAP, les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques s'élèvent à :

$$\Delta TC = 958.37 - 937.97 * (1+0) = 20,4 \text{ milliards de \$} \quad (11)$$

6.2. Estimation de la relation entre la production et la consommation d'électricité

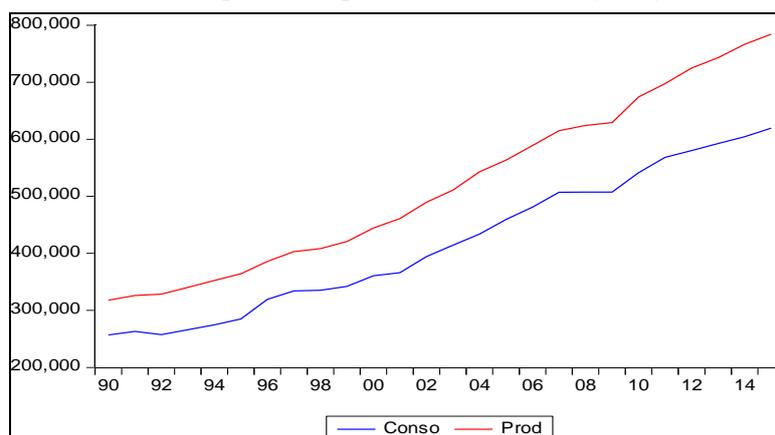
D'après l'équation (10), pour calculer la rente économique unitaire actualisée (LER) du système hydroélectrique, il est nécessaire d'avoir l'électricité produite (E_t) sur la période 2015-2040. Or, *U.S. Energy Information Administration* (2018) fournit une projection de la consommation électrique en Afrique entre 2015 et 2040. Pour avoir une projection de la production électrique correspondante, il suffit d'estimer une équation établissant le lien entre ces deux variables, par exemple une fonction de Cobb-Douglas¹⁴.

¹³ Il s'agit d'un objectif de taux d'inflation de plusieurs pays africains dont le Cameroun qui a constaté une moyenne de 2,5% sur les années 2000-2009 (DSCE, 2009). L'objectif retenu par la Banque Centrale des Etats de l'Afrique de l'Ouest (BCEAO) pour son action monétaire étant la recherche de la stabilité des prix avec un taux d'inflation maximum de 2% (Sall, 2016).

¹⁴ Contrairement à la fonction de production classique qui fait appel au travail et au capital, la fonction de Cobb-Douglas que nous cherchons à estimer ici est une relation technique entre un intrant – la production – et un extrant – la consommation d'électricité –, étant entendu que sous peine d'effondrement du réseau toute l'électricité produite doit être consommée. On suppose donc que toutes choses sont égales par ailleurs et que le coefficient de la fonction prend en compte les pertes dues au transport et à la distribution.

L'estimation de cette équation se fera avec les données de consommation et de production sur la période 1990-2015 fournies par IEA (2018). La figure 7 montre les courbes représentant l'évolution de la production (Prod) et de la consommation (Conso) d'électricité en Afrique sur la période 1990-2015. On peut noter une évolution similaire de ces deux variables et une possible relation entre elles.

Figure 7. Evolution de la consommation et de la production d'électricité en Afrique sur la période 1990-2015 (TWh)



En effectuant la régression du logarithme de la production sur le logarithme de la consommation d'électricité entre 1990 et 2015, on obtient les résultats donnés dans le tableau 3.

Tableau 3. Résultats de la régression du logarithme de la production sur le logarithme de la consommation d'électricité en Afrique

Variable expliquée		Log(Prod)	
		C	Log(Conso)
Variables explicatives			
	Coefficient	0.335606	0.990834
	t-statistique	2.152692	82.01534
R ²		0.996445	

Les t-statistiques (2.15 et 82.01) des coefficients des variables C et LOG(CONSO) sont supérieures à 1.96. Ces variables sont donc significativement explicatives de la variable endogène LOG(PROD) au seuil de 5 %. En outre, le coefficient de détermination R² est supérieur à 0.99, autrement dit la régression linéaire explique 99% de la variabilité de LOG(PROD). Ainsi, l'équation de régression est adaptée pour décrire la distribution des données¹⁵ et on peut donc écrire :

¹⁵ Les tests de cointégration ont été menés et aboutissent, comme il est visible à la figure 7, à une cointégration entre les séries Production et Consommation d'électricité en Afrique. De même, quelques tests de robustesse (test de normalité, test de Jarque-Bera et test d'autocorrélation des erreurs) ont été effectués et ils conduisent à la conclusion qu'il n'y a pas d'autocorrélation et que la série de distribution des résidus semble suivre une loi normale, caractéristique d'un bruit blanc. Toutefois, le test d'ARCH conclut qu'il y a hétéroscédasticité des erreurs, autrement dit la variance des résidus n'est pas constante.

$$\text{Log}(\text{PROD}) = 0.335606 + 0.990834 * \text{Log}(\text{CONSO}) \quad (12)$$

Soit :

$$\text{PROD} = \exp[0.335606 + 0.990834 * \text{Log}(\text{CONSO})] \quad (13)$$

Ou encore :

$$\text{PROD} = \exp(0.335606) * (\text{CONSO})^{0.990834} \quad (14)$$

6.3. Calcul de la rente économique unitaire pour le scénario de référence

En considérant dans un premier temps un taux d'actualisation $r = 10\%$ (scénario de référence), on a :

$$\sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right) = 9460 \text{ TWh} \quad (15)$$

Et d'après l'équation (10), on a :

$$\text{LER} = \frac{\Delta\text{TC}}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} = \frac{20.4 \text{ Mds\$}}{9460 \text{ TWh}} = 2.2 \text{ \$/MWh} \quad (16)$$

En conclusion, la rente économique unitaire (LER) pour le scénario de référence est égale à 2.2 \$/MWh.

7. ANALYSES DE SENSIBILITÉ

L'analyse de sensibilité étudie comment des perturbations sur les entrées d'un modèle engendrent des perturbations sur la sortie de ce modèle. Elle permet de répondre aux questions du type : Quels sont les paramètres d'entrée les plus impactants du modèle ? Quelle part de la variabilité du modèle est expliquée par le paramètre d'entrée ? Comment la variabilité des données d'entrée d'un modèle impacte la variabilité de sortie de ce modèle ?

Le moyen le plus simple et le plus commun d'étudier la sensibilité des entrées est de les modifier une par une (« One-At-a-Time » : OAT), les autres restant fixées à une valeur nominale. Cette méthode OAT que l'on peut classer dans la catégorie des méthodes dites « locales » permet de faire une analyse de sensibilité sur un paramètre à la fois. Ces méthodes locales cherchent à évaluer à quel point une faible variation des valeurs d'un paramètre d'entrée influence les sorties du modèle. Ces méthodes ne s'intéressent pas à l'ensemble des valeurs possibles que peut prendre le paramètre d'entrée mais seulement à des variations locales autour d'une valeur cible, et ce contrairement aux méthodes « globales » qui s'intéressent à la variabilité de la sortie du modèle dans l'intégralité de son domaine de variation.

Suivant la méthode OAT, il est intéressant d'analyser la sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation du taux d'actualisation, des coûts d'investissements, des coûts des combustibles ainsi que du taux de taxation des externalités.

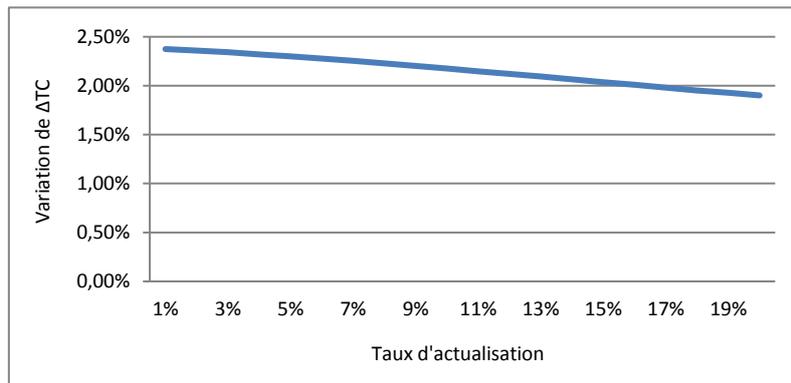
7.1. Sensibilité de la rente hydroélectrique à une variation du taux d'actualisation

La figure 8 montre comment varient les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques (ΔTC) lorsque le taux d'actualisation évolue de 1% à 20%. Cette courbe décroissante confirme que l'option de production avec hydroélectricité est toujours la moins coûteuse, mais cet avantage diminue avec une augmentation du taux d'actualisation.

Les résultats de l'analyse précédente montrent que la rente économique d'un projet hydroélectrique est sensible aux variations du taux d'actualisation. Pour une

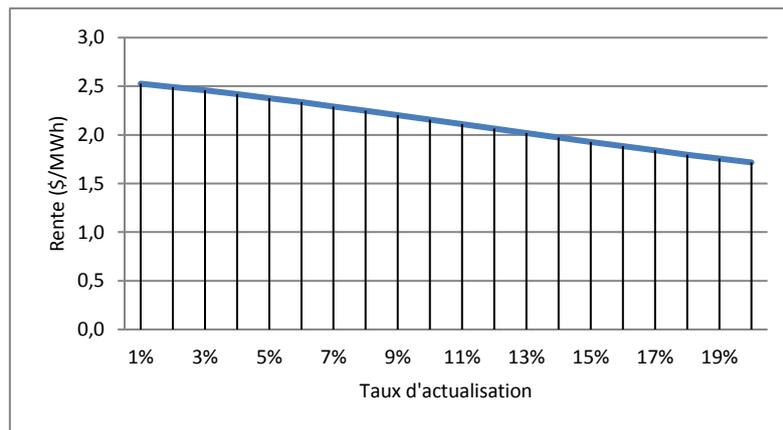
fourchette de taux variant de 1% à 20%, les changements dans la rente sont relativement faibles. Pour les 20 scénarios testés, une augmentation du taux d'actualisation entraîne une diminution de la rente hydroélectrique, toutes choses égales par ailleurs (figure 9). En effet, même si la somme actualisée de l'énergie produite durant toute la période d'étude diminue avec l'augmentation du taux d'actualisation, cette diminution est plus faible que la baisse observée dans les économies de coûts réalisées en présence des centrales hydroélectriques.

Figure 8. Variation des économies de coûts ΔTC en fonction du taux d'actualisation



Il est cohérent que la rente hydroélectrique diminue suite à une augmentation du taux d'actualisation. En effet, ce dernier permet de déterminer la valeur actuelle nette d'un flux futur en intégrant la valeur du temps, le niveau de risque et les opportunités alternatives. Et plus ces paramètres augmentent, plus on s'attend à ce que la rente économique issue des projets hydroélectriques, considérée comme un flux financier, se déprécie.

Figure 9. Variation de la rente hydroélectrique en fonction du taux d'actualisation



7.2. Sensibilité de la rente hydroélectrique à une variation des coûts en capital

Le tableau 4 présente les effets sur la rente hydroélectrique d'une variation des coûts en capital lorsque le taux d'actualisation est maintenu à 10%. Les résultats

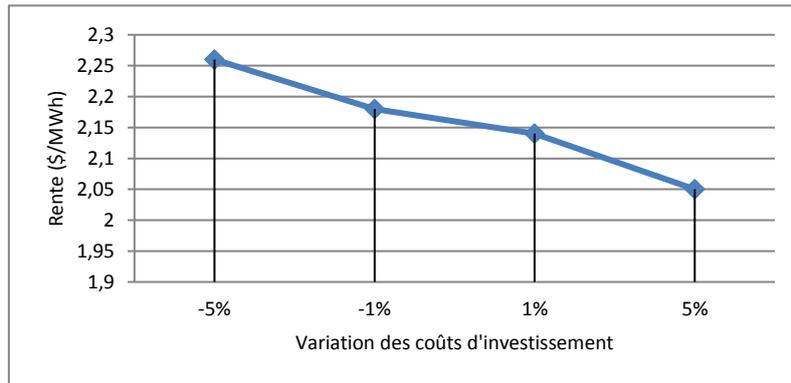
confirmant que la rente économique d'un projet hydroélectrique dépend d'un certain nombre de paramètres du secteur électrique, et en particulier des coûts d'investissement qui, lorsqu'ils augmentent, entraînent une baisse de la rente.

Tableau 4. Sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts en capital

		ΔTC (Milliards \$)	$\sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$ (TWh)	Hydropower rent (\$/MWh)
Coûts en capital (Pourcentage d'augmentation, avec un taux d'actualisation de 10%)	-5%	21.40	9460	2.26
	-1%	20.6	9460	2.18
	+1%	20.2	9460	2.14
	+5%	19.41	9460	2.05

La figure 10 montre la baisse de la rente hydroélectrique suite à une augmentation des coûts d'investissement, toutes choses égales par ailleurs.

Figure 10. Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts d'investissement



7.3. Sensibilité de la rente hydroélectrique à une variation des coûts des combustibles

Le tableau 5 présente l'incidence sur la rente hydroélectrique d'une variation des coûts des combustibles lorsque le taux d'actualisation est maintenu à 10%.

D'après ces résultats, et comme on pouvait s'y attendre, la rente hydroélectrique change de façon monotone avec une variation des prix des combustibles des centrales thermiques. En effet, une augmentation des coûts des combustibles rend plus onéreux le recours aux moyens de production thermique. La rente hydroélectrique devient alors plus importante, puisqu'elle provient de la différence entre les coûts totaux des systèmes de production hydroélectrique et thermique.

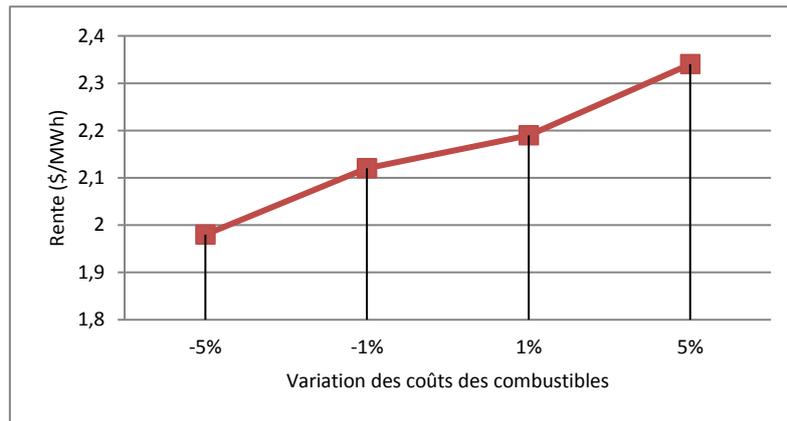
La figure 11 montre la sensibilité de cette rente à une variation des prix des combustibles, toutes choses égales par ailleurs. Cette courbe croissante révèle que la

rente hydroélectrique augmente quand les prix des combustibles (pétrole, gaz, charbon, etc.) utilisés pour les centrales autres que les centrales hydroélectriques augmentent.

Tableau 5. Sensibilité de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts des combustibles

		ΔTC (Milliards \$)	$\sum_{t=0}^{25} \left(\frac{E_t}{(1+r)^t} \right)$ (TWh)	Hydropower rent (\$/MWh)
Coûts des combustibles (Pourcentage d'augmentation, avec un taux d'actualisation de 10%)	-5%	18.69	9460	1.98
	-1%	20.07	9460	2.12
	+1%	20.75	9460	2.19
	+5%	22.11	9460	2.34

Figure 11. Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation des coûts des combustibles



7.4. Sensibilité de la rente hydroélectrique à une variation de la taxe environnementale

La relation exprimant la rente économique unitaire actualisée (LER) en fonction des économies de coûts réalisées en présence de l'hydroélectricité (ΔTC) et de la production électrique sur la période de planification ($\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}$) est donnée par l'équation (10). En tenant compte de l'égalité (5), on obtient :

$$LER = \frac{[TC1 - TC2 * (1 + \tau)]}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (17)$$

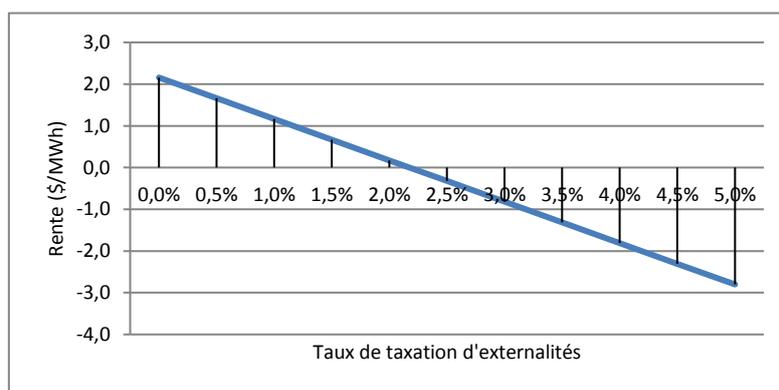
Et en dérivant par rapport à τ , on obtient :

$$\frac{\partial LER}{\partial \tau} = \frac{-TC2}{\sum_{t=0}^{25} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (18)$$

Cette dérivée partielle négative confirme que la rente hydroélectrique diminue avec une augmentation du taux de taxation des externalités. La figure 12 illustre cette variation.

Au-delà d'un taux de taxation de 2.2%, la rente s'annule et devient ensuite négative. Les surprofits liés à la production d'énergie hydroélectrique disparaissent, et si ce taux est très élevé, l'hydroélectricité cesse d'être compétitive par rapport aux autres sources d'énergie électrique. La question est alors de savoir quel est le niveau de taxe adéquat qu'il faudrait appliquer afin d'atténuer l'impact sur l'environnement des aménagements hydroélectriques, sans trop pénaliser les investissements. La valeur de ce taux devrait refléter l'ampleur des dégâts engendrés suite à la mise en place des infrastructures hydroélectriques et les revenus dégagés devront être destinés à réparer les dommages causés à la nature ou à financer le déplacement involontaire des populations. L'instauration de cet impôt correspond à une application du principe pollueur-payeur qui émet un signal-prix devant dissuader ou encourager la production hydroélectrique.

Figure 12. Evolution de la rente hydroélectrique suite à une variation du taux de taxation des externalités



7.5. Synthèse de l'impact des différents paramètres clés sur la rente hydroélectrique

L'analyse de sensibilité effectuée suivant la méthode OAT montre que la rente hydroélectrique est sensible aux paramètres clés testés. En effet, elle diminue suite à une augmentation du taux de taxation des externalités, du taux d'actualisation et des coûts d'investissement, et elle augmente quand les prix des combustibles (pétrole, gaz, charbon, etc.) utilisés pour les centrales autres que les centrales hydroélectriques augmentent. Même si certaines sorties semblent intuitives, il est possible via ces analyses de déterminer non seulement le sens de variation mais aussi de quantifier les modifications de la rente correspondant aux évolutions du taux d'actualisation, des différents coûts et de la taxe environnementale, ce qui donnerait lieu à d'autres scénarii.

8. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS POLITIQUES

L'objectif de cette étude est d'estimer la rente économique générée par le système hydroélectrique africain. La méthodologie utilisée consiste à calculer cette rente comme la différence entre les coûts totaux minimisés de deux systèmes hypothétiques : l'un avec l'hydroélectricité et l'autre sans les centrales hydroélectriques. Ainsi, la rente économique des ressources hydroélectriques est définie comme la

réduction de coûts encourus grâce à l'accès aux ressources hydroélectriques utilisées par rapport à d'autres équipements de production qui pourraient satisfaire la demande d'électricité représentée par la courbe de puissance classée.

Une des particularités de notre recherche est que nous introduisons dans l'estimation de la rente un taux de taxation dépendant des externalités (biodiversité, environnement, social, etc.) liées à l'adoption d'une source d'énergie hydroélectrique. Toutefois, le fait d'écarter toutes externalités négatives à une source alternative est largement discutable, et leur prise en compte pourrait se traduire par une baisse de la valeur de la taxe (ce qui conduit à une hausse de la rente) afin de renforcer l'avantage des systèmes hydroélectriques.

La rente économique ainsi introduite est par définition un surplus qui peut être taxé sans que l'usage en soit affecté. C'est ce qui explique en grande partie l'intérêt que les économistes ont apporté à cette rente comme source de revenu pour les gouvernements. En plus de la simplicité de sa mise en œuvre, la taxation de la rente économique ne crée pas de perte de bien-être économique alors que la taxation d'un facteur de production à offre élastique ou d'un bien de consommation à demande élastique génère une perte sèche de bien-être économique plus ou moins importante selon l'élasticité-prix (Bernard, 1990). Dans cette perspective, la rente économique des ressources hydroélectriques présente des caractéristiques attrayantes sur le plan fiscal.

L'analyse de sensibilité montre que nos résultats dépendent d'hypothèses importantes en matière de coûts des combustibles, de coûts d'investissement, de coûts d'exploitation et de maintenance, ainsi que de la demande d'électricité sur toute la période de planification. Pour le scénario de référence concernant les tendances de la demande future et le taux d'actualisation en vigueur dans la plupart des pays africains, notre calcul donne une valeur de la rente hydroélectrique égale à 2,2 \$/MWh.

Ainsi, d'après ce résultat, produire 1 MWh d'électricité en Afrique à partir des centrales hydroélectriques plutôt qu'à partir des sources alternatives donnerait lieu à un surplus économique de plus de 2 \$ pour les propriétaires de la ressource. Cette rente globale, bien que dix fois inférieure à la valeur estimée par Fondja et Bhattacharyya (2017) pour le Cameroun (environ 20 \$/MWh), reste néanmoins non négligeable. Ceci signifie que le développement des projets d'hydroélectricité en Afrique ne procure pas uniquement des surprofits pour des pays tels que le Cameroun, l'Éthiopie ou la République Démocratique du Congo qui disposent d'importants potentiels, mais constitue également une source de rente pour tous les autres pays importateurs d'hydroélectricité.

Historiquement, les gouvernements revendiquaient généralement la propriété des ressources hydroélectriques et répercutaient les rentes sur leurs services publics, permettant à ces derniers d'étendre leurs systèmes ou d'offrir des tarifs plus bas à leurs consommateurs. Avec la restructuration du secteur de l'électricité dans de nombreux pays, une prise en compte plus explicite des rentes hydroélectriques est nécessaire. De plus, ces ressources appartiennent souvent à plusieurs partenaires (public, privé et para-public) ou nécessitent au moins une coopération entre des parties pour les développer. Dans ce contexte, la mesure et la répartition des rentes hydroélectriques entre les parties coopérantes deviennent importantes.

Au regard de ses abondantes ressources renouvelables, y compris le potentiel hydroélectrique, l'Afrique a la possibilité de promouvoir une croissance sobre en carbone et faisant appel à l'énergie propre pour appuyer une croissance solide. Comme la taille des ressources est supérieure aux besoins nationaux de certains producteurs, il est indispensable d'envisager des développements conjoints avec d'autres pays voisins, importateurs ou non, et de mettre en place un mécanisme de partage de rente soigneusement conçu qui garantit une situation gagnant-gagnant

pour toutes les parties. Ainsi, il est donc important de dynamiser les intégrations régionales et interrégionales en Afrique afin de mutualiser et favoriser les investissements dans le secteur hydroélectrique, augmenter la taille des marchés potentiels, rationaliser les infrastructures, optimiser leur maintenance et sécuriser leur gestion à travers des standards communs.

L'effet principal de l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie est d'encourager le développement de schémas d'énergie hydraulique à grande échelle qui ne seraient pas viables au niveau national. En effet, une mutualisation des investissements et un accroissement des échanges d'électricité à l'échelle régionale permettraient de réduire son coût moyen et seraient bénéfiques pour l'ensemble du secteur (Barbier, 2009 ; Heuraux, 2010 ; Fondja, 2012). Le géant des projets d'intégration du potentiel électrique de l'Afrique centrale est le projet Inga sur le fleuve Congo. L'intérêt d'aménager ce potentiel de plus de 40 000 MW¹⁶ est immense (ADEA, 2015). Les rapides d'Inga en font l'un des meilleurs sites hydroélectriques du monde. Non seulement ce site peut produire de l'énergie bon marché, mais sa topographie spécifique permet cette production avec un impact environnemental minimal. Ainsi, le projet Inga pourrait être le projet le plus ambitieux jamais lancé en Afrique. Ses capacités potentielles sont telles qu'elles ont des implications du nord au sud du continent et pourraient constituer le centre d'un réseau électrique pan-africain visionnaire dans le futur. Ce projet a en effet le potentiel pour couvrir les besoins croissants en électricité dans le pool énergétique de l'Afrique Centrale, et de fournir des exportations d'électricité vers d'autres régions, principalement l'Afrique australe et occidentale dans un scénario de forte demande et l'Afrique australe et du nord dans un scénario de faible demande (Taliotis, 2014).

Malgré les limites des méthodes d'estimation utilisées, on peut avancer que le système hydroélectrique africain génère une rente non négligeable. L'estimation *ex ante* de cette rente pourrait intéresser les opérateurs économiques du secteur de l'énergie, les planificateurs des politiques publiques de développement énergétique (États, Régions, etc.) et les bailleurs de fonds internationaux (Banque africaine de développement, Banque mondiale, Fonds monétaire international, etc.), engagés dans l'évaluation financière des projets d'investissements.

REFERENCES

- ADEA**, 2015, *L'Énergie en Afrique à l'Horizon 2050*, Une étude de l'ADEA réalisée avec le soutien de la Francophonie pour le Développement Durable, Association pour le développement de l'énergie en Afrique.
- Amundsen E.S., Andersen C., Sannarnes J.G.**, 1992, Rent Taxes on Norwegian Hydropower Generation. *The Energy Journal*, 13, 1, 97-116.
- Amundsen E.S., Tjøtta S.**, 1993, Hydroelectric Rent and Precipitation Variability: the Case of Norway, *Energy Economics*, 15, 2, 81-91.
- Anderson E.P., Freeman M.C., Pringle C.M.**, 2006, Ecological consequences of hydropower development in Central America: impacts of small dams and water diversion on neotropical stream fish assemblages, *River Research and Applications*, 22, 397-411.
- Askari M. B., Mirzaei V., Mirhabibi M., Dehghani P.**, 2015, Hydroelectric Energy Advantages and Disadvantages, *American Journal of Energy Science*, 2, 2, 17-20.
- BAD**, 2010, *Financement de réponses durables pour l'énergie*, Comité des Dix, Note d'information, Banque africaine de développement, 2010.

¹⁶ Soit plus de deux fois la puissance installée du plus grand aménagement hydroélectrique au monde existant à ce jour, celui des Trois Gorges en Chine.

- Bah M, Diop M.B.**, 2015, Détermination d'un taux d'actualisation sociale des projets d'investissement public au Sénégal, Direction de la planification, Ministère de l'économie, des finances et du plan, République du Sénégal.
- Banfi S., Filippini M., Mueller A.**, 2005, An Estimation of the Swiss Hydropower Rent, *Energy Policy*, 33, 927-937.
- Barbier B., Yacouba H., Maiga A.H., Mahe G., Paturel J.-E.**, 2009, Le retour des grands investissements hydrauliques en Afrique de l'Ouest : les perspectives et les enjeux, *Géocarrefour*, 84, 1-2.
- Bernard J.-T., Bridges G., Scott A.**, 1982, An Evaluation of Potential Canadian Hydroelectric Rents, *Resources Paper No. 78*, Program in Natural Resource Economics, University of British Columbia, Vancouver.
- Bernard J.**, 1990, Taxation des ressources naturelles et rentes hydro-électriques au Canada, *L'Actualité économique*, 66, 4, 421-440.
- Bhattacharyya S.**, 2011, *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*, London: Springer, 2011.
- Bonin S.**, 2008, L'hydroélectricité, énergie renouvelable, énergie durable ?, Institut de géographie alpine, UMR PACTE-Territoires, 2008.
- Bordaz R.**, 1938, La conception de la rente chez Adam Smith, *Revue d'histoire économique et sociale*, 24, 2, 101-108.
- Boungnong C., Phonekeo D.**, 2012, Economic Rent from Hydropower Development in the Case of Lao PDR, *GMSARN International Journal*, 6, 35-44.
- Cereghino R., Cugny P., Lavandier P.**, 2002, Influence of intermittent hydro-peaking on the longitudinal zonation patterns of benthic invertebrates in a mountain stream, *International Review of Hydrobiology*, 87, 47-60.
- DSCE**, 2009, Document de Stratégies pour la Croissance et l'Emploi, Cadre de référence de l'action gouvernementale pour la période 2010-2020, République du Cameroun.
- Fondja W.Y.D.**, 2012, *Energie, économie et environnement : contradiction ou co-développement ? Le cas du Cameroun*, L'Harmattan, 2012.
- Fondja W.Y.D.**, 2013, Energy Consumption and Economic Growth: Evidence from Cameroon, *Energy Policy*, 61, 1295-1304.
- Fondja W.Y.D., Bhattacharyya S.**, 2017, Evaluation of Economic Rent from Hydroelectric Power Developments: Evidence from Cameroon, *Journal of Energy and Development*, 42, 1 and 2.
- Gillen D., Wen, J.-F.**, 2000, Taxing Hydroelectricity in Ontario, *Canadian Public Policy*, 26, 1, 35-49.
- GSE**, 2010, Produzione di energia da fonti rinnovabili, Costi di produzione e analisi degli investimenti, *Unità Studi*, Rome.
- Hartwick J.M., Olewiler N.D.**, 1998, *The Economics of Natural Resource Use*, Addison-Wesley, Reading, MA. Second Edition.
- Heuraux C.**, 2010, *L'électricité au cœur des défis africains, Manuel sur l'électrification en Afrique*, Editions Karthala.
- IEA**, 2018, Key World Energy Statistics, International Energy Agency.
- Kanagawa M., Nakata T.**, 2007, Analysis of the energy access improvement and its socio-economic impacts in rural areas of developing countries, *Ecological Economics*, 62, 319-329.
- Massarutto A., Pontoni F.**, 2015, Rent Seizing and Environmental Concerns: A Parametric Valuation of the Italian Hydropower Sector, *Energy Policy*, 78, 31-40.
- Mulder P., Tembe J.**, 2008, Rural electrification in an imperfect world: A case study from Mozambique, *Energy Policy*, 36, 2785-2794.
- NREL**, 2012, *Cost and Performance Data for Power Generation Technologies*, Prepared by Black & Veatch Corporation for the National Renewable Energy Laboratory.
- Renofalt B.M., Jansson R., Nilsson C.**, 2010, Effects of hydropower generation and opportunities for environmental flow management in Swedish riverine ecosystems, *Freshwater Biology*, 55, 1, 49-67.
- Rothman M.**, 2000, Measuring and Apportioning Rents from Hydroelectric Power Developments, *World Bank Discussion Paper* 419.
- Sall A.K.**, 2016, Les perspectives de ciblage de l'inflation dans les pays de l'Union Economique et Monétaire Ouest Africaine (UEMOA), Economies et finances, Université d'Orléans, Université de Saint-Louis (Sénégal).

- Shrestha R.M., Abeygunawardana A.M.A.K.**, 2009, Evaluation of Economic Rent of Hydropower Projects, *Energy Policy*, 37, 1886-1897.
- STUDI INTERNATIONAL**, 2014, *Mise à Jour du Plan de Développement du Secteur de l'Électricité (PDSE) à l'Horizon 2030*, Projet de Rapport Final, Volume 1 - Présentation, Synthèse et Conclusions.
- Taliotis C., Bazilian M., Welsch M., Gielen D., Howells M.**, 2014, Grand Inga to power Africa: Hydropower development scenarios to 2035, *Energy Strategy Reviews*, 4, 1-10.
- Tchouate H.P.M.**, 2003, Contribution des énergies renouvelables au développement durable du secteur électrique : le cas du Cameroun, Thèse de doctorat en Sciences appliquées, Université catholique de Louvain.
- WEO**, 2017, *World Energy Outlook 2017*, OECD/IEA, Paris.
- Zucker R.C., Jenkins G.P.**, 1984, *Blue Gold: Hydroelectric Rent in Canada*, Economic Council of Canada, Ottawa.

Hydropower rent in Africa: An evaluation by optimization of the total costs of production

Abstract - The main goal of this study is to estimate the potential economic rent generated in the African hydropower sector. To this end, the methodology used is to calculate the rent as the difference between optimized total costs of two hypothetical systems: one with hydropower and the other without hydropower. Of course, our results depend on a number of key parameters of the electricity industry. Our calculation gives a value of 2 \$/MWh of hydropower rent. Thus, developing hydropower in Africa would help the continent to ensure its energy transition. This exploitation does not only provide surplus return for countries with significant potential, but it is also a source of revenue for all other hydropower importing countries. This calls for joint implementation of projects.

Key-words

Economic rent
Hydropower
Africa
