



Privation électrique et disposition à payer des ménages urbains pour un micro-réseau solaire prépayé : évidence empirique issue de six communes de Kinshasa (République démocratique du Congo)

MBOL MUNKUR Bernardin¹², MWANGU SHANGA Gabriel²³, SEBA MUKIZA Adrien⁴⁵

¹Université du CEPROMAD « UNIC », Kinshasa, RD Congo.

²Institut Supérieur d'Informatique, Programmation et Analyse « ISIPA », Kinshasa, RD Congo.

³Université de Développement Durable en Afrique Centrale « UDDAC » Bukavu, RD Congo.

⁴Université Protestante au Congo « UPC » Kinshasa, RD Congo.

⁵Institut Supérieur Pédagogique de la GOMBE « ISP-Gombe » Kinshasa, RD Congo.

Corresponding Author : Mbol Munkur Bernadin

Abstract: This article measures the intensity of electricity deprivation and the willingness to pay (WTP) for a prepaid solar mini-grid among urban households in Kinshasa, the largest French-speaking city in the world, where the national access rate stood at only 21.5% in 2024. A contingent-valuation survey administered online and face-to-face collected 659 valid household responses in twelve neighbourhoods of six communes (Lemba, Limete, Masina, Mont-Ngafula, Ndjili and Selembao) selected through a documentary mapping of chronic outage zones. Results are unequivocal. Deprivation is not marginal but structural: 53.1% of households endure outages exceeding six hours per day, 27.3% between four and six hours, and short interruptions are virtually non-existent; one third of households (33.2%) hold no meter at all, which places them outside any contractual relationship with the incumbent utility. Coping strategies are costly and hazardous rather than absent: external device charging (24.9%), candles and kerosene lamps, and combined candle-generator use (23.5%). Stated interest in a reliable and affordable solar solution reaches 100% of respondents, and 61.5% of the sample concentrates its WTP between USD 15 and USD 30 per month, yielding a reconstructed conditional mean of USD 22.04. The decisive empirical finding is a tariff gap: the USD 35 flat rate assumed in the reference business plan exceeds the reconstructed mean WTP by 58.8%, which means that household WTP falls 37% short of the projected tariff, so that commercial viability rests less on solar technology than on tariff engineering, collection discipline and connection density. We derive a demand-side strategic management framework in which affordability, not generation capacity, is the binding constraint of decentralised urban electrification in the Democratic Republic of the Congo.

Keywords: Electricity deprivation, Willingness to pay, Solar mini-grid, Prepaid metering, Energy poverty, Strategic management, Kinshasa, Democratic Republic of the Congo.

Digital Object Identifier (DOI): <https://doi.org/10.5281/zenodo.23474515>

1 Introduction

L'électricité constitue le service d'infrastructure dont la privation est la plus immédiatement lisible dans la vie quotidienne des ménages urbains africains. En République démocratique du Congo (RDC), le taux national d'accès s'établissait à 21,5 % en 2024, alors que le pays s'est engagé, dans le cadre de l'initiative Mission 300, à porter ce taux à au moins 62 % d'ici 2030 (Banque mondiale, 2026). Ce contraste entre un potentiel énergétique parmi les plus élevés du continent et une couverture parmi les plus faibles du monde constitue le paradoxe congolais que la littérature managériale nationale interprète de plus en plus comme un déficit de gouvernance et de pilotage stratégique plutôt que comme une contrainte de ressource (Mbol Munkur, 2025).

Ce paradoxe se manifeste avec le plus d'acuité à Kinshasa. La mégapole, qui dépasse dix-sept millions d'habitants, concentre l'essentiel de la demande solvable du pays et subit néanmoins des délestages prolongés, aggravés par la vétusté des câbles et des cabines de distribution. Or, la littérature sur l'électrification décentralisée s'est longtemps organisée autour d'une question d'offre : où produire, avec quelle technologie et à quel coût d'investissement. La question symétrique, celle de la solvabilité et de la structure de préférences des ménages effectivement privés d'électricité, demeure faiblement documentée en contexte urbain congolais, alors qu'elle détermine mécaniquement la soutenabilité de tout modèle d'affaires décentralisé.

Cet article se propose de combler cette lacune en répondant à trois questions empiriques précises. Premièrement, quelle est l'intensité mesurable de la privation électrique dans les quartiers urbains chroniquement délestés de Kinshasa ? Deuxièmement, quel montant mensuel les ménages sont-ils réellement disposés à consacrer à un service électrique continu fourni par un micro-réseau solaire à prépaiement ? Troisièmement, cette disposition à payer est-elle compatible avec les hypothèses tarifaires des plans d'affaires solaires actuellement promus en RDC ?

La contribution de l'article est double. Sur le plan empirique, il fournit, à partir d'un échantillon de 659 ménages, la première estimation systématique de la disposition à payer pour un micro-réseau solaire urbain à Kinshasa et met au jour un écart tarifaire quantifié entre l'offre projetée et la demande observée. Sur le plan managérial, il montre que la variable stratégique déterminante de l'électrification décentralisée urbaine n'est pas la capacité installée mais le triptyque tarif-recouvrement-densité, ce qui déplace le centre de gravité de la décision d'investissement du domaine de l'ingénierie vers celui du management stratégique.

2 Cadre conceptuel et théorique

2.1 La privation électrique comme construit multidimensionnel

La privation électrique ne se réduit pas à l'absence de raccordement. Le cadre multi-tier d'évaluation de l'accès, aujourd'hui dominant dans les travaux de la Banque mondiale, définit le service selon six niveaux articulant la puissance disponible, la durée quotidienne de disponibilité, la fiabilité, la qualité, la légalité et l'accessibilité financière. Dans cette perspective, un ménage raccordé mais soumis à plus de six heures d'interruption quotidienne et à une facturation aléatoire relève d'un niveau de service intermédiaire, non d'un accès effectif. Nous retenons de ce cadre trois dimensions opérationnalisées dans l'enquête : la durée des interruptions, le statut de comptage et la nature des solutions de substitution mobilisées par le ménage.

2.2 Disposition à payer et évaluation contingente

La disposition à payer désigne le montant maximal qu'un agent consent à céder pour obtenir un bien ou un service, révélé ici par une méthode d'évaluation contingente appliquée à un service hypothétique décrit avec précision. La littérature sur l'Afrique subsaharienne établit deux régularités que notre étude teste en contexte urbain congolais. D'une part, la disposition à payer des ménages en situation d'extrême pauvreté reste inférieure au coût de fourniture d'un service de réseau, ce qui rend la subvention structurellement nécessaire (Sievert & Steinbuks, 2019). D'autre part, cette disposition à payer augmente sensiblement lorsque le service offert est continu et lorsqu'il substitue des dépenses préexistantes de kérosène, de bougies ou de carburant, dépenses que les ménages assument déjà en trésorerie. C'est ce second mécanisme, dit de substitution de dépense, qui fonde l'hypothèse d'une demande urbaine solvable malgré la pauvreté monétaire.

2.3 Management stratégique et arbitrage tarifaire

Le management stratégique fournit le cadre d'articulation entre la contrainte de solvabilité et la décision d'investissement. L'approche par les ressources et les compétences soutient qu'un avantage concurrentiel durable naît de ressources rares, précieuses, inimitables et non substituables (Barney, 1991), tandis que Porter (1985) rappelle que la maîtrise des coûts et la différenciation constituent les deux voies génériques de création de valeur. Appliqué à un micro-réseau, ce cadre implique que la ressource stratégique n'est pas le gisement solaire, également accessible à tous les concurrents et donc non rare, mais la relation contractuelle de proximité avec des ménages jusqu'ici hors marché : base d'abonnés, discipline de paiement prépayé, légitimité communautaire et capacité de maintenance locale. La théorie des parties prenantes (Freeman, 1984) et la théorie de la gouvernance des ressources communes (Ostrom, 1990) complètent ce raisonnement en soulignant que la pérennité d'une infrastructure collective dépend de règles d'usage acceptées par la communauté d'utilisateurs, condition que la tarification doit respecter sous peine de fraude et de défection.

2.4 Hypothèses de recherche

Trois hypothèses sont testées :

H1 : la privation électrique dans les quartiers étudiés est structurelle, c'est-à-dire que la majorité des ménages subit des interruptions quotidiennes supérieures à six heures.

H2 : la disposition à payer mensuelle des ménages pour un service solaire continu est positive, non nulle et concentrée dans une fourchette étroite, traduisant une norme de dépense énergétique de substitution.

H3 : le tarif forfaitaire retenu dans les plans d'affaires solaires urbains en RDC excède significativement la disposition à payer modale des ménages ciblés, créant un risque de non-recouvrement.

3 Méthodologie

3.1 Terrain et population cible

L'enquête a porté sur les ménages de douze quartiers appartenant à six communes de Kinshasa : Lemba (Rigini, Salongo), Limete (Funa, Mombele, Ndanu, Socopao II), Masina (Petro Congo, Sans Fil), Mont-Ngafula (Kimbwala, Masanga Mbila), Ndjili (Cecomaf, Quartier 3) et Selembao (Cité verte, Ngafani). Le choix de ces quartiers n'est pas aléatoire mais raisonné : il résulte d'une collecte documentaire préalable en ligne visant à identifier les zones faisant l'objet de signalements récurrents de coupures, de délestages programmés et de pannes d'équipements. L'unité d'observation est le ménage, représenté par son chef ou par un membre adulte responsable des dépenses énergétiques.

3.2 Instrument et collecte

Un questionnaire structuré a été administré principalement par formulaire électronique, complété par une administration assistée en face-à-face pour atteindre les ménages faiblement connectés. Cette combinaison répondait à des contraintes de temps et de coût tout en préservant la couverture des ménages les plus démunis. Le questionnaire comportait quatre blocs : localisation et caractéristiques du ménage ; statut de comptage et régime de facturation ; durée et fréquence des interruptions, appareils détenus et solutions de substitution ; disposition à payer mensuelle pour un service solaire continu, mesurée par une carte de paiement proposant des montants échelonnés de 5 à 70 dollars des États-Unis. La description du bien contingent précisait la continuité du service, le mode de paiement prépayé et le caractère communautaire de l'installation, conformément aux exigences de validité de l'évaluation contingente.

3.3 Echantillon et traitement

Au total, 659 questionnaires exploitables ont été retenus, dont 653 comportaient une réponse complète à la question de disposition à payer, soit un taux de complétude de 99,1 % sur la variable centrale. Les réponses ont été traitées par statistique descriptive : distributions de fréquences, parts relatives et reconstitution d'une moyenne conditionnelle de disposition à payer par pondération des effectifs déclarés sur les modalités dominantes. La moyenne conditionnelle est calculée selon la formule :

$$DAP = \sum (n_i \times P_i) / \sum n_i$$

où n_i désigne l'effectif des ménages ayant choisi le montant P_i . Appliquée aux trois modalités dominantes de 15, 20 et 30 dollars, dont les effectifs respectifs s'élèvent à 125, 135 et 145 ménages, cette formule donne : (125

$\times 15 + 135 \times 20 + 145 \times 30) / 405$, soit 8 925 / 405, c'est-à-dire 22,04 dollars par mois. Le potentiel de marché annuel a ensuite été estimé par le produit du nombre d'abonnements potentiels et du nombre de mois, puis projeté par extrapolation de tendance au taux de croissance annuel retenu de 4 %.

3.4 Limites méthodologiques assumées

Trois limites délimitent la portée des résultats. L'échantillonnage est raisonné et non probabiliste : les résultats décrivent rigoureusement les quartiers chroniquement délestés de Kinshasa, sans extrapolation immédiate à l'ensemble de la ville. L'administration partiellement en ligne induit un biais de sélection en faveur des ménages équipés d'un téléphone, biais qui surestime vraisemblablement la disposition à payer et rend donc l'écart tarifaire mis en évidence d'autant plus robuste, puisqu'il s'observe sur la fraction la plus solvable de la population cible. Enfin, l'évaluation contingente mesure une intention déclarée et non un paiement observé ; l'écart hypothétique documenté dans la littérature renforce là encore le sens de nos conclusions plutôt qu'il ne les contredit.

4 Résultats empiriques

4.1 Une privation structurelle et non conjoncturelle

La distribution des durées d'interruption révèle un régime de privation permanent. Près de 350 ménages, soit 53,1 % de l'échantillon, déclarent subir des coupures d'une durée supérieure à six heures ; environ 180 ménages, soit 27,3 %, situent ces interruptions entre quatre et six heures ; un peu plus de 100 ménages, soit 15,2 %, entre deux et quatre heures. Les interruptions courtes, d'une à trois heures, sont quasi inexistantes. Autrement dit, plus de huit ménages sur dix vivent avec au moins quatre heures d'absence quotidienne d'électricité, et plus d'un sur deux avec au moins un quart de la journée sans service. H1 est ainsi confirmée sans ambiguïté : la privation n'est pas un incident d'exploitation, elle est le régime normal de fonctionnement du service dans ces quartiers.

Le statut de comptage confirme ce diagnostic sous un angle institutionnel. Les réponses se répartissent en trois blocs d'ampleur comparable : 219 ménages, soit 33,2 %, ne disposent d'aucun compteur ; 220 ménages, soit 33,4 %, utilisent un compteur prépayé ; 212 ménages, soit 32,2 %, restent raccordés à un compteur postpayé conventionnel. Ce premier tiers sans compteur est le résultat le plus lourd de conséquences managériales : il désigne une population qui consomme, ou tente de consommer, en dehors de toute mesure et de toute facturation régulière, donc hors de toute relation contractuelle exploitable. Symétriquement, la part déjà significative du prépaiement établit que la culture du paiement à l'avance est acquise dans ces quartiers, ce qui lève l'objection classique d'inacceptabilité sociale du compteur prépayé et constitue un atout stratégique décisif pour un opérateur de micro-réseau.

4.2 Des dépenses de substitution élevées, risquées et déjà consenties

L'absence de service ne se traduit pas par une absence de dépense énergétique, mais par sa dispersion vers des substituts inefficaces. Environ 164 ménages, soit 24,9 % de l'échantillon, déclarent recharger téléphones et lampes hors du domicile, chez des voisins, dans des kiosques ou auprès de petits commerces, révélant une dépendance communautaire tarifée. Environ 155 ménages, soit 23,5 %, combinent bougies et groupe électrogène, cumulant ainsi risque d'incendie domestique, nuisance sonore et dépense récurrente de carburant. Les lampes à pétrole demeurent répandues, tandis que le recours aux panneaux solaires reste marginal, signe que la solution technologiquement pertinente est aussi la moins accessible. Sur le plan des usages, le téléviseur est de loin l'appareil le plus fréquent, suivi des ventilateurs, réfrigérateurs et congélateurs : la demande dépasse donc largement l'éclairage et intègre l'information, le confort thermique et la conservation alimentaire.

Ce résultat est théoriquement essentiel. Il établit que la question posée aux ménages n'est pas celle d'une dépense nouvelle, mais celle d'une réallocation de dépenses déjà engagées vers un service supérieur. Le mécanisme de substitution de dépense, identifié dans le cadre théorique, est donc empiriquement actif à Kinshasa.

4.3 Une disposition à payer concentrée autour de 22 dollars par mois

L'intérêt déclaré pour une solution solaire fiable et abordable atteint 100 % des ménages ayant répondu favorablement à la question filtre, ce qui traduit moins un enthousiasme technologique qu'une saturation de la contrainte actuelle. La distribution des montants révèle une norme de dépense remarquablement resserrée. Le pic se situe à 30 dollars par mois avec environ 145 ménages, suivi de près par 20 dollars avec environ 135 ménages et 15 dollars avec environ 125 ménages. Ces trois modalités regroupent 405 ménages, soit 61,5 % de l'échantillon.

Au-delà de 40 dollars, les effectifs s'effondrent, et les montants extrêmes de 5, 50 ou 70 dollars sont très rarement retenus.

La moyenne conditionnelle reconstituée sur les modalités dominantes s'établit à 22,04 dollars par mois, avec une médiane comprise entre 20 et 30 dollars. H2 est donc confirmée : la disposition à payer est positive, significative et concentrée. Rapportée aux revenus des quartiers concernés, elle correspond à un budget énergétique mensuel de l'ordre de 22 dollars, cohérent avec les dépenses cumulées actuelles en carburant, bougies, pétrole et recharge externe.

4.4 L'écart tarifaire : le résultat décisif

Le troisième résultat est celui dont la portée managériale est la plus forte. Le plan d'affaires de référence pour un micro-réseau solaire urbain à Kinshasa retient un forfait simple de 35 dollars par mois pour 160 ménages et un forfait premium de 45 dollars pour 40 ménages, soit un revenu mensuel brut projeté de 7 400 dollars pour 200 raccordements. Confrontée à la disposition à payer observée, cette structure tarifaire présente un écart de 12,96 dollars par ménage et par mois sur le forfait simple, soit un dépassement de 58,8 % par rapport à la moyenne conditionnelle de 22,04 dollars ; réciproquement, la disposition à payer des ménages est inférieure de 37 % au tarif projeté, et de 16,7 % encore lorsqu'on la compare à la modalité modale la plus élevée de 30 dollars. H3 est confirmée.

L'ampleur de cet écart permet de calculer un seuil critique de recouvrement. Le revenu annuel net projeté de 84 360 dollars pour 200 ménages suppose simultanément un tarif moyen de 37 dollars et un taux de recouvrement de 95 %. Si le tarif est ramené à la disposition à payer observée de 22,04 dollars, le revenu annuel net pour les mêmes 200 ménages tombe à $200 \times 22,04 \times 12 \times 0,95$, soit 50 251 dollars, c'est-à-dire une contraction de 40,4 % des recettes d'exploitation. Aucun modèle d'affaires ne peut absorber une telle variation sans reconfiguration de sa structure de coûts ou de sa base d'abonnés.

4.5 Taille et dynamique du marché

Sur la base des 653 ménages exprimant une disposition à payer, le potentiel immédiat s'élève à 653×12 , soit 7 836 abonnements mensuels par an sur le seul périmètre enquêté. En appliquant rigoureusement le taux de croissance annuel de 4 % retenu, la projection donne 8 149 abonnements en année deux et 8 475 en année trois. Cette croissance endogène, portée par la seule progression démographique et par l'extension progressive du raccordement, est modeste. Elle indique que la trajectoire de rentabilité ne peut reposer sur l'élargissement spontané du marché : elle doit être conquise par une politique délibérée de densification et de réplication sur de nouveaux quartiers, ce qui est précisément un choix de management stratégique et non un effet mécanique de marché.

5 Discussion

Trois enseignements se dégagent de ces résultats et déplacent la manière de concevoir l'électrification décentralisée urbaine en RDC.

Le premier enseignement est que la contrainte active n'est pas technique mais tarifaire. Le gisement solaire kinois, avec un ensoleillement de l'ordre de 3 500 à 6 750 wattheures par mètre carré et par jour, est abondant ; les technologies de panneaux, de stockage lithium-ion, d'onduleurs et de comptage prépayé sont matures et disponibles ; le secteur électrique est libéralisé depuis 2014. Ce qui manque n'est ni la ressource, ni la technologie, ni l'autorisation légale, mais un tarif compatible avec une disposition à payer de 22 dollars. Ce constat rejoint les analyses de l'Agence internationale pour les énergies renouvelables, selon lesquelles la compétitivité du solaire est désormais acquise à l'échelle mondiale et le facteur limitant s'est déplacé vers le coût du financement et la structure de revenus (IRENA, 2025). En termes stratégiques, cela signifie que l'avantage concurrentiel se construit sur la maîtrise des coûts d'exploitation et sur la fidélisation des abonnés, non sur la performance des équipements.

Le deuxième enseignement concerne la nature de la ressource stratégique. Conformément au raisonnement de Barney (1991), le gisement solaire ne satisfait aucun des critères de rareté et d'inimitabilité : il est également disponible pour tous les concurrents. En revanche, la base d'abonnés prépayés, la légitimité communautaire acquise auprès des comités de quartier, la connaissance fine des profils de consommation et la capacité de maintenance de proximité constituent des ressources difficilement imitables et fortement encadrées socialement. Le tiers de ménages sans compteur identifié par l'enquête représente à cet égard le principal actif latent du marché

: une population non contractualisée, donc entièrement conquérable par le premier opérateur capable de lui proposer un tarif soutenable et un mode de paiement fractionné.

Le troisième enseignement est d'ordre distributif et rejoint la question de la justice énergétique. Les ménages les plus pauvres de l'échantillon paient déjà, en bougies, pétrole et recharge externe, un prix implicite par kilowattheure très supérieur à celui du réseau, mécanisme bien documenté sous le nom de pénalité de pauvreté énergétique. Une tarification uniforme à 35 dollars reproduirait cette inégalité en excluant précisément les ménages dont la privation est la plus sévère. À l'inverse, une tarification progressive, articulant un forfait d'entrée compatible avec 15 dollars, un forfait intermédiaire à 22 dollars et un forfait premium à 40 dollars pour les ménages équipés d'appareils énergivores, permettrait un subventionnement croisé interne, préserverait le revenu moyen de l'opérateur et étendrait la couverture. Cette recommandation prolonge le constat de Sievert et Steinbuks (2019) sur la nécessité structurelle d'un mécanisme de subvention pour les ménages en situation d'extrême pauvreté.

6 Conclusion et Recommandations

Cette étude établit, sur la base de 659 observations de ménages répartis dans douze quartiers de six communes de Kinshasa, que la privation électrique urbaine congolaise est structurelle, que la demande de substitution est solvable et que le principal risque des projets de micro-réseaux solaires urbains n'est ni technologique ni réglementaire, mais tarifaire. Plus de la moitié des ménages subissent plus de six heures de coupure quotidienne, un tiers vit hors de toute relation de comptage, la totalité des répondants se déclare intéressée par une offre solaire fiable, et la disposition à payer se concentre autour de 22,04 dollars par mois, soit 37 % en dessous du forfait simple de 35 dollars et 51 % en dessous du forfait premium de 45 dollars couramment retenus.

Quatre recommandations opérationnelles en découlent :

Première recommandation : substituer à la tarification forfaitaire uniforme une grille progressive à trois niveaux calibrée sur la distribution observée de la disposition à payer, soit un niveau d'entrée à 15 dollars, un niveau standard à 22 dollars et un niveau premium à 40 dollars, avec subventionnement croisé interne et compteur prépayé pour l'ensemble des niveaux.

Deuxième recommandation : cibler prioritairement, dans la phase pilote, les quartiers de Quartier 3 et Cecomaf à Ndjili, Petro Congo et Sans Fil à Masina, Kimbwala et Masanga Mbila à Mont-Ngafula, où la densité de ménages et la sévérité des coupures maximisent simultanément le nombre de raccordements par kilomètre de réseau basse tension et l'intensité du besoin.

Troisième recommandation : faire du taux de recouvrement l'indicateur stratégique de premier rang, suivi mensuellement et adossé à un comité local de gestion associant les représentants des habitants, conformément aux principes de gouvernance collective des ressources partagées.

Quatrième recommandation : mobiliser explicitement la subvention publique ou concessionnelle non comme un appoint budgétaire, mais comme l'instrument qui comble l'écart structurel entre le coût de fourniture et la disposition à payer des ménages en situation de privation sévère.

Les recherches futures devraient prolonger cette analyse par une évaluation contingente à choix discrets permettant d'estimer l'élasticité prix du raccordement, par un suivi longitudinal des taux de recouvrement effectifs après mise en service, et par une extension du protocole aux zones périurbaines et rurales où la structure des dépenses de substitution diffère sensiblement.

REFERENCES

- [1] Banque mondiale. (2026). Mission 300 compact progress report: Democratic Republic of Congo, Q1 2026. Washington, DC : Banque mondiale. Repéré à <https://www.worldbank.org/en/programs/mission300>
- [2] Barney, J. (1991). Firm resources and sustained competitive advantage. *Journal of Management*, 17(1), 99-120.
- [3] Freeman, R. E. (1984). *Strategic management: A stakeholder approach*. Boston, MA : Pitman.
- [4] IRENA. (2025). Renewable power generation costs in 2024. Abu Dhabi, Émirats arabes unis : International Renewable Energy Agency. Repéré à <https://www.irena.org/Publications/2025/Jun/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>
- [5] Mbol Munkur, B. (2025). Perspectives de développement du secteur énergétique à travers le management stratégique : Un nouveau paradigme pour la RDC (Thèse de doctorat non publiée). Université du CEPROMAD, Kinshasa, République démocratique du Congo.
- [6] Ostrom, E. (1990). *Governing the commons: The evolution of institutions for collective action*. Cambridge, Royaume-Uni : Cambridge University Press.
- [7] Porter, M. E. (1985). *Competitive advantage: Creating and sustaining superior performance*. New York, NY : Free Press.
- [8] Sievert, M., & Steinbuks, J. (2019). Willingness to pay for electricity access in extreme poverty: Evidence from Sub-Saharan Africa (Policy Research Working Paper No 8906). Washington, DC : Banque mondiale. Repéré à <https://documents.worldbank.org/curated/en/968291561033778961>