

Ambassade de France au Nigeria
Antenne de Lagos / Service économique régional d'Abuja

NIGERIA

La lente transformation du système électrique national, porteuse d'opportunités économiques françaises

Le secteur électrique nigérian est marqué par un déséquilibre structurel majeur, malgré d'importantes ressources gazières. 40 % de la population restent sans accès à l'électricité. Cette situation découle d'une crise de financement généralisée : arriérés de paiement estimés à 7 000 Md NGN, tarifs inférieurs aux coûts, et pertes des distributeurs (38 %). Faute de réseau fiable, le système se dualise avec un recours massif à l'autoproduction (capacité des groupes électrogènes huit fois supérieure au réseau) et aux solutions captives (>6 500 MW), réduisant la base de clients des opérateurs publics. L'Electricity Act de 2023, visant la décentralisation et l'investissement privé, reste inégalement mis en œuvre, 23 États sur 37 ayant adopté une législation dédiée. Dans ce contexte, les bailleurs ont mobilisé 6,6 Md USD depuis 2020, notamment sur les solutions off-grid (+141 % de solaire en 2025). Ces financements, y compris portés par l'AFD et la DG Trésor, ouvrent des opportunités pour les entreprises françaises, sur l'ensemble de la chaîne électrique.

I/ Une dualisation croissante, reflet des difficultés financières des opérateurs publics

Malgré les plus importantes réserves gazières d'Afrique, le Nigeria serait le pays qui compte le plus grand nombre de personnes sans accès à l'électricité au monde. 90 millions de Nigériens (40 % de la population) n'ont pas accès au réseau électrique nationalⁱ et 80 % des abonnés reçoivent moins de 6h d'électricité par jour. Malgré une puissance totale installée de 14 000 MW, le Nigeria n'a produit que 4 223 MWh/h d'électricité en 2024ⁱⁱ. Les centrales à gaz, opérées par des sociétés de production (GenCos), qui représentent 80 % du mix électrique national, sont en déficit de maintenance et vieillissantes (22 ans en moyenne), et souffrent de difficultés d'approvisionnement en gazⁱⁱⁱ. L'approvisionnement en gaz des GenCos est limité par des difficultés de paiement (7 Tn NGN d'arriérés) et par des prix administrés peu incitatifs.

Le sous-financement structurel du secteur, résultant de l'écart entre les tarifs facturés et les coûts réels, constitue l'un des principaux facteurs explicatifs de ces contre-performances. Les distributeurs (DisCos) subissent environ 38 % de pertes financières sous l'effet combiné des compteurs défectueux^{iv}, des vols et d'une facturation inefficace. Les tarifs appliqués aux consommateurs représentent moins de la moitié des coûts reconnus par le régulateur (NERC). L'écart, théoriquement compensé par l'État fédéral, et représentant environ 7 000 Md NGN de dettes, demeure largement impayé, fragilisant l'ensemble de la chaîne de valeur et limitant les investissements. Les pertes sur le réseau atteignent 8,7 % en 2024. Selon le ministre de l'Énergie, 100 Md USD d'investissements seraient nécessaires pour parvenir à un approvisionnement électrique fiable.

Ces déficiences freinent le développement du pays^v et favorisent le recours à des solutions autonomes de production d'électricité, accentuant la dualisation du secteur. Les coupures fréquentes et les risques d'endommager les équipements industriels, ont conduit les Nigériens à recourir massivement à des groupes électrogènes coûteux et polluants, dont la capacité cumulée serait huit fois supérieure à celle du réseau national^{vi}. Selon la Banque mondiale, en 2021, le recours à cette autoproduction représentait un coût annuel de 25 Md USD^{vii}. Les choix de certaines grandes entreprises, comme Dangote (>1 500 MW installés), et l'essor des solutions captives (>6 500 MW), fragilisent les opérateurs publics en les privant des clients les plus solvables : la part des entreprises raccordées au réseau est passée de 20 % à 13 % entre 2023 et 2024^{viii}.

II/ L'Electricity Act de 2023 peine à soutenir la décentralisation et l'investissement privé

L'Electricity Act de 2023, en permettant aux États fédérés de développer leurs propres marchés électriques, a pour but d'attirer les investissements privés et de développer les énergies renouvelables. Aboutissement de réformes engagées depuis 2005, les États peuvent désormais délivrer des licences aux

producteurs indépendants, aux opérateurs de mini-réseaux interconnectés et aux distributeurs opérant exclusivement sur leur territoire. Il permet également aux États de fixer les prix de l'électricité, en accord avec ces opérateurs privés. La NERC demeure responsable de la réglementation pour le réseau national, les échanges électriques interétatiques, et l'attribution des licences pour les acteurs raccordés au réseau.

Ce processus de décentralisation est inégal, peu coordonné et à un rythme variable selon les États.

Seuls 23 États ont adopté des lois en ce sens et 14 ont transféré la régulation du secteur à leur commission locale (SERC). Les États qui ont mis en place leur propre marché se concentrent sur l'octroi de licences aux producteurs et aux réseaux off-grid, largement financés par les bailleurs de fonds. La mise en place de marchés électriques infranationaux nécessite des investissements importants^{ix}, qui supposent de recouvrer les coûts facturés et/ou une capacité à subventionner la consommation^x. Or, les États disposent de ressources financières et de capacité technique et réglementaire très hétérogènes, sans qu'un mécanisme de compensation financière n'ait été prévu. L'absence de tissu industriel et la dispersion des habitations dans certains États pourraient également décourager les investissements. Enfin, la différenciation tarifaire qui résulterait de la décentralisation du marché n'est pas encore observable et reste politiquement sensible^{xi}.

III/ Les projets financés par les bailleurs offrent des opportunités aux entreprises françaises

Depuis 2020, le secteur électrique nigérian a bénéficié de 6,6 Md USD de financements de bailleurs, orientés en priorité vers les projets off-grid (liste en Annexe 2). Ces investissements ont permis en 2025 une hausse de la capacité installée de panneaux solaires au Nigeria de 141 %^{xii}, en grande majorité en off-grid (96 %)^{xiii}, deux tiers étaient importés de Chine au S1 2025^{xiv}. L'entreprise WeLight^{xv}, dont Sagemcom est actionnaire, investit en fonds propres dans des projets pilotes électriques interconnectés en off-grid, puis recevra, après mise en œuvre, des subventions du programme DARES de la Banque mondiale. Dans un secteur caractérisé par des investissements élevés, une demande incertaine et des horizons de rentabilité longs, les subventions conditionnées à la réalisation des réseaux permettent de réduire le risque initial supporté par les investisseurs et semblent constituer un levier efficace de mobilisation des capitaux privés.

La France est présente sur l'ensemble de la chaîne de valeur électrique grâce à ses instruments financiers (AFD, DG Trésor) et son secteur privé. L'AFD soutient le réseau de transmission national via un financement de 170 M USD avec le projet Abuja Feeding Scheme, finalisé en 2024, ayant permis de construire des lignes de transport d'électricité et des sous-stations pour la zone métropolitaine d'Abuja. Par ailleurs, le Trésor soutient la production électrique grâce à un FASEP de 500 000 EUR sur un projet d'1 M EUR, signé en 2025, pour un prototype de mini-centrale hydroélectrique de l'entreprise Océan Solution Energy dans l'État de Katsina. Outre les banques de développement, **Echosys Invest a structuré le fonds de dette Afrigreen, qui devrait avoir déployé au Nigeria 30 M EUR d'ici fin 2026** dans des îlots d'énergie renouvelable captive, et prévoit d'engager jusqu'à 60 M EUR sur la période 2027-2032 avec son nouveau fonds Afrigreen 2.

Le gouvernement nigérian s'efforce de remédier aux difficultés du secteur en apurant ses arriérés, et en partenariat avec le secteur privé. Il s'est engagé à régler 3,5 Tn NGN d'arriérés envers les GenCos, ces dernières estimant la créance à 6,5 Tn NGN. La Presidential Metering Initiative vise à améliorer le recouvrement des recettes en finançant et déployant des compteurs électriques^{xvi}. **Le gouvernement poursuit la mise en œuvre de la Presidential Power Initiative (PPI), lancée en 2019 avec le gouvernement allemand et Siemens.** La PPI prévoit, en trois phases, la stabilisation et l'expansion des capacités de production et de transport électriques, Siemens agissant comme partenaire technique^{xvii} (2,3 Md USD d'investissement pour la phase I). Longtemps ralenti faute de financements nigériens, le projet est désormais relancé et ouvert aux entreprises étrangères. Bpifrance garantit les prêts accordés dans ce cadre.

ⁱ [Nigeria | Tracking SDG 7](#)

ⁱⁱ [2024-Annual-Report-1.pdf](#)

ⁱⁱⁱ Ces difficultés d'approvisionnement résultent en partie d'une production gazière insuffisante, parfois de grèves (comme celles de septembre 2025 qui ont conduit à diviser par 2 la génération d'électricité), de vandalisme sur les gazoducs, ainsi que des dettes accumulées par les GenCos envers les producteurs de gaz qui peuvent décider de couper l'approvisionnement. L'association des GenCos estime que celles-ci auraient 3 300 Md NGN de dettes envers leurs fournisseurs.

^{iv} Seuls 55 % des usagers enregistrés sont dotés de compteurs électriques.

^v Comme régulièrement souligné par la Banque mondiale, mais également par la banque Stanbic IBTC à travers ses enquêtes auprès des directeurs d'achat PMI.

^{vi} [World Bank Document](#)

^{vii} Les Nigériens dépensent, selon les estimations, entre 553 et 967 NGN/kWh (0,40–0,69 USD/kWh) pour l'auto-production à base de combustibles fossiles. Cela dépasse largement le tarif moyen reflétant les coûts réels fixé par l'Ordre tarifaire pluriannuel 2024 (MYTO), soit 129 NGN/kWh (0,10 USD/kWh), qui correspond au coût non subventionné de l'électricité provenant du réseau. Les coûts de l'électricité auto-produite à partir de combustibles fossiles sont également instables. Par exemple, la suppression de la subvention sur les carburants au Nigeria en juillet 2023 a fait bondir le prix de l'essence de 175 %, passant de 195 à 540 NGN/L (0,13–0,36 USD/L). L'absence de fiabilité de l'alimentation en électricité est un facteur structurel limitant la croissance de l'industrie manufacturière.

^{viii} [National grid faces N5.6tr revenue loss as premium customers exit](#)

^{ix} Seuls quelques-uns des États du Sud industrialisés et denses seraient en mesure à terme de subventionner la consommation électrique.

^x Certains États, comme Enugu, où des tensions sur les tarifs sont déjà apparues, entendaient profiter de cette décentralisation afin de réduire les prix, la réalisation de cet objectif supposerait, de leur part, le recours à des mécanismes de subvention qu'ils ne peuvent assumer. Avant de se rétracter, Enugu a réduit unilatéralement le tarif de la bande A dans sa zone en juillet 2025 (passé de 209 NGN par kWh à 160 NGN par kWh), conduisant la NERC à contester cette décision en rappelant que les tarifs du réseau national relèvent de sa seule compétence, mais que les États peuvent en dévier s'ils assument financièrement la différence via des subventions. [FG to states: You lack power to slash electricity tariffs – NERC warns Enugu, others - Nairametrics](#)

^{xi} Cette sensibilité révèle des inégalités structurelles, notamment dans l'allocation de la production : sur 4000 MW de production nationale, 1500 MW sont alloués aux quatre DisCos du Nord du pays.

^{xii} Selon une étude du Rocky Mountain Institute publiée en 2023, le marché nigérian de l'énergie solaire captive commerciale et industrielle pourrait attirer 6,5 Md USD d'investissements d'ici 2030.

^{xiii} <https://www.globalsolarcouncil.org/resources/africa-market-outlook-2026-2029/>

^{xiv} Il n'y a pas de droits de douane sur les importations de panneaux solaires au Nigeria. [China dominates Nigeria's solar market, accounts for 70% of panel shipments - Businessday NG](#).

^{xv} WeLight est un groupe basé à Madagascar fondé par 3 actionnaires : le groupe malgache Axian, le groupe français Sagemcom, et le fonds norvégien Norfond. Le groupe opère à Madagascar (172 sites), au Mali (14 sites) et souhaite se développer au Nigeria et en RDC. WeLight doit inaugurer d'ici fin 2026 5 projets pilotes électriques au Nigeria, certains off-grid et certains connectés au réseau national, 3 à Kwara, 1 à Kogi et 1 à Cross River, pour un investissement total de 2 M USD. Une fois ces projets finalisés, le programme DARES de la Banque mondiale leur versera des subventions. WeLight, qui est le seul groupe avec actionnariat français dans le domaine au Nigeria identifié depuis la vente des activités d'Engie dans le pays, ambitionne de développer 400 sites au Nigeria d'ici 2030.

^{xvi} Fin 2023, le Président Tinubu a lancé la *Presidential Metering Initiative* afin de résoudre le problème du manque de compteurs électriques chez les consommateurs alors qu'environ 60 % des clients sont encore facturés sur la base d'estimations, accroissant le problème de liquidités du secteur. Plus de 225 000 compteurs ont été installés au T2 2025, en augmentation de 21 % par rapport au T1 2025. Par ailleurs, la Banque mondiale, à travers son Distribution Sector Recovery Programme (DISREP) doit avoir fourni 3,2 millions de compteurs d'ici 2026.

^{xvii} La phase 1 du projet vise à stabiliser la grille électrique nationale à une capacité 7 GW, alors qu'elle fonctionne à moins de 5 GW actuellement. La phase 2 vise à étendre la capacité à 11 GW, puis à atteindre une capacité de transmission de 25 GW à la fin de la phase 3.

ANNEXE 1 : Historique des réformes du secteur de l'électricité nigérian depuis 2001

En mars 2001, le gouvernement fédéral du Nigeria a élaboré la Nigerian Electric Power Policy (NEPP) dans le but de remédier aux difficultés qui avaient marqué l'approvisionnement en électricité du pays au cours des décennies précédentes (insuffisance des capacités de production ; manque d'investissements ; déficit de maintenance ; infrastructures de transmission et de distribution vétustes entraînant de fortes pertes ; insoutenabilité financière et manque de liquidités du marché). La NEPP a finalement été adoptée en 2002 et a lancé les efforts de réforme dans le secteur électrique pour passer progressivement d'un marché de l'électricité, jusque-là monopole public intégré verticalement, à un marché concurrentiel et libéralisé, avec une participation significative du secteur privé à toutes les étapes de la chaîne de valeur.

En 2005, l'adoption de la loi sur la réforme du secteur de l'électricité (EPSRA) a mis fin au monopole de la National Electric Power Authority (NEPA), qui assurait à elle seule la production, le transport et la distribution de l'électricité dans le pays. La loi a ainsi créé la holding publique PHCN, et l'a scindée en 18 compagnies publiques, dont six sociétés de production (GenCos), onze sociétés de distribution (DisCos) et une société de transport d'électricité, la Transmission Company of Nigeria (TCN), avec l'objectif de les privatiser à terme. La EPSRA a également créé la Commission nigériane de régulation de l'électricité (NERC), en charge notamment de réguler les tarifs, ainsi que l'Agence nigériane d'électrification rurale (NREA), qui devait faciliter la fourniture d'électricité dans les zones rurales et périurbaines.

La mise en place de la feuille de route pour la réforme du secteur de l'électricité dès 2010 a ensuite abouti à une transformation importante du secteur en 2013. La PHCN a été démantelée et les Gencos et Discos qui la composaient ont été privatisées, la TCN restant publique. Certaines centrales ont été réhabilitées et des contrats d'achats d'électricité ont été signés auprès de nouveaux producteurs indépendants (Independent Power Producers – IPPs). Aujourd'hui, le secteur comprend environ 29 GenCos connectées au réseau national, 74 GenCos hors du réseau national (2023), 12 DisCos, la TCN et des IPPs. La société étatique Nigeria Bulk Energy Trader (NBET) a été créée en 2010 afin de faire le lien entre les sociétés de GenCos et les DisCos et de gérer les contrats de vente et d'achat d'électricité en attendant la mise en place d'un marché de gros. Elle est ainsi en charge d'acheter de l'électricité en gros auprès des IPPs et des GenCos pour la revendre aux DisCos. Une évolution importante a néanmoins eu lieu en janvier 2024 avec l'arrêté tarifaire pluriannuel (MYTO) de la NERC, qui autorise désormais les DisCos à acheter directement l'électricité auprès des GenCos, sans passer par la NBET. L'efficacité des accords bilatéraux entre GenCos et DisCos dépend ainsi de la solvabilité des DisCos. Il est pour cela nécessaire que les tarifs reflètent les coûts afin de garantir des rendements commercialement viables.

Enfin, la dernière étape en date de cette réforme progressive du secteur de l'électricité a eu lieu en 2023 avec l'Electricity Act 2023. L'enjeu principal de la loi s'inscrit dans le lent processus de réformes vers un marché concurrentiel et libéralisé de l'électricité, et annonce le troisième plan stratégique de la NERC pour 2024-2026. Il se compose de 6 objectifs vers lesquels tendre : un marché de l'électricité commercialement viable ; des infrastructures techniques robustes ; accroître le raccordement à l'électricité et la satisfaction des consommateurs ; améliorer la gouvernance et la coordination de l'industrie ; améliorer le respect des standards ; et optimiser les processus. Cette réforme se concentre avant tout sur la décentralisation et la démonopolisation du secteur en habilitant les États fédérés à élaborer des législations et à créer des agences de régulation afin de bâtir des marchés locaux pour la production, le transport et la distribution d'électricité.

Ainsi, depuis 2001, les problématiques de la liquidité du marché, de dettes et de l'insuffisance des infrastructures sont toujours d'actualité et doivent être traitées.

ANNEXE 2 : Liste des projets électriques portés par les bailleurs de fonds internationaux

Au Nigeria, l'ensemble des projets en cours et ceux terminés depuis début 2020 ont fait l'objet de 6,62 Md USD de financements bailleurs.

La tendance générale des bailleurs est d'intervenir massivement en faveur de l'électrification rurale via le financement des réseaux off-grid. Ils interviennent peu auprès des DisCos et se retirent progressivement de la transmission, hormis l'AFD. Il est à noter que la dispersion des populations et les zones rurales se retrouvent de manière prédominante dans le Nord et le Centre du pays, lieux privilégiés des investissements bailleurs.

Banques multilatérales de développement :

Banque mondiale :

- De 2018 à 2023, le Nigeria Electricity Transmission Project (NETAP) pour accroître la capacité de transmission électrique, pour un montant de 486 M USD ;
- De 2018 à 2024, le Nigeria Electrification Project (NEP) pour l'électrification dans les zones rurales pour un montant de 350 M USD ;
- De 2020 à 2023, le Power Sector Recovery Operation (PSRO) pour améliorer la liquidité du secteur (750 M USD) ;
- De 2021 à 2026, le Distribution Sector Recovery Program (DISREP) pour améliorer la liquidité des entreprises de distribution (500 M USD) ;
- Le North Core/Dorsale Nord Regional Power Interconnector Project (2018-2024), à hauteur de 465 M USD, pour le développement de l'interconnexion électrique entre le Nigeria, le Bénin, le Niger et le Burkina Faso ;
- De 2024 à 2029, le projet Sustainable Power and Irrigation for Nigeria (SPIN), visant à renforcer la sécurité des barrages et la gestion des ressources en eau pour l'hydroélectricité et l'irrigation, pour 500 M USD ;
- De 2023 à 2028, le programme DARES (Distributed Access through Renewable Energy Scale-up) pour le Nigeria, financé par un crédit de 750 M USD. Ce projet phare vise à fournir de l'électricité à plus de 17,5 millions de Nigériens grâce à des solutions d'énergie renouvelable distribuée et à mobiliser plus d'1 Md USD de capitaux privés et de financements de partenaires de développement, dont 100 M USD de l'Alliance mondiale de l'énergie pour les peuples et la planète et 200 M USD de l'Agence japonaise de coopération internationale (JICA).

Banque Africaine de développement :

- Nigeria Transmission Expansion Project 1 (NTEP-1) : un projet finalisé en 2024 d'amélioration des transmissions électriques le long des grands corridors (210 M USD) ;
- Nigeria Electrification Project (NEP) : un projet finalisé en 2024 d'électrification des zones rurales (200 M USD).
- Le 31 juillet 2024, la BAD a approuvé un prêt de 500 M USD pour soutenir la transformation de l'infrastructure électrique au Nigeria et faciliter l'accès à des sources d'énergie plus propres. Ce prêt finance la première phase du Programme de soutien à la gouvernance économique et à la transition énergétique (EGET-SP) et contribuera à combler le déficit budgétaire fédéral pour 2024/25.

- **France – AFD et FASEP :**

- Le projet Northern Corridor (2020-2027) à hauteur de 239 M EUR, visant à améliorer le réseau électrique et à développer le marché régional de l'électricité dans le cadre du Système d'échange d'énergie électrique ouest africain (WAPP), via la construction et réhabilitation de sous-stations et de lignes de transmission. Ce projet doit contribuer à augmenter la capacité nominale de transmission de 17 TWh par an et à mieux intégrer les énergies renouvelables au réseau ;
- Le projet The Abuja Feeding Scheme (170 M USD), finalisé en 2024, destiné à augmenter la capacité du réseau de transport d'électricité via la construction de lignes de transport d'électricité pour la zone métropolitaine d'Abuja, à améliorer la disponibilité de l'électricité via la construction de nouvelles sous-stations et à assurer la stabilité et la fiabilité de l'alimentation électrique en fournissant des équipements de télécommunications et des logiciels de traitement des données ;
- Le projet Deep Decarbonation Pathways (750 000 EUR), finalisé en 2024, pour aider le gouvernement nigérian à fixer des trajectoires de décarbonation.
- Financement de la formation professionnelle des techniciens électriques entre 2017 et 2022 à hauteur de 51 M EUR, dont 42,7 de l'AFD et le reste de l'UE ;
- Le projet SUNREF Nigeria visant les banques nigérianes pour stimuler les investissements climatiques et électriques. Le budget total de ce projet finalisé en 2023 était de 64,86 M EUR, dont 55 M de l'AFD et le reste de l'UE.

De plus, en 2020, le parc éolien de Katsina dans le nord du pays, est devenu le premier grand parc éolien du Nigeria avec une capacité de 10 MW, fruit d'un partenariat entre le gouvernement nigérian, l'Agence française de développement (AFD) et le fabricant danois d'éoliennes Vestas. RTE International a également signé un contrat d'ingénierie de 6,5M EUR (financé par l'AFD) avec la Transmission Company of Nigeria pour un projet de construction et de réhabilitation de centaines de kilomètres de lignes et de plusieurs postes 330 kV dans le nord du pays.

Enfin, un FASEP de 500 000 EUR a été également été accepté en 2025, sur un projet d'1 M EUR pour un prototype de min-centrale hydraulique dans l'État de Katsina avec l'entreprise Océan Solution Energy.

Financements de l'UE :

- Le Nigerian Energy Support Programme (NESP II) entre 2017 et 2023, financé à hauteur de 35 M EUR par l'UE et 13 M EUR par l'Allemagne pour accroître l'efficacité électrique du pays, développer les énergies renouvelables et accroître l'électrification en milieu rural ;
- Le projet Electrifi pour l'électrification en zones rurales, finance à hauteur de 30 M EUR entre 2017 et 2032 ;
- Le projet Nigeria Renewable Energy Programme (2020-2027) financé à hauteur de 10 M EUR.

Japon (JICA) :

- Le projet Emergency Rehabilitation and Reinforcement of Lagos Transmission Substations (entre 2019 et 2025, pour 20 M USD) visant à réhabiliter des sous-stations et transformateurs ;

- Le Lagos and Ogun Power Transmission System Improvement Project (2014-2026 pour un montant d'environ 200 M USD) vise à construire des lignes de transmission et des sous-stations électriques ;
- En 2024, la Japan International Cooperation Agency (JICA) a prêté 500 M USD pour encore davantage renforcer la transmission électrique entre Lagos et Ogun.

UNIDO :

- Entre 2015 et 2022, soutien à la mise en œuvre du E4All in Nigeria -Scaling up Small Hydro Power programme, pour 17 M USD ;
- Entre 2020 et 2022, soutien à la performance énergétique et à l'efficacité de l'utilisation des ressources, pour 26 M USD ;
- Projet de promotion des énergies vertes auprès des PME nigérianes entre 2021 et 2024 pour 12,15 M USD
- Entre 2018 et 2022, projet d'électrification rurale pour 10 M USD.

Allemagne :

En 2018, le gouvernement nigérian avait signé un MOU avec le gouvernement allemand et Siemens dans le cadre de l'Initiative présidentielle pour l'énergie (PPI) afin de moderniser le secteur de la transmission et de la distribution électrique, via un prêt de 2,3 Md USD pour porter la capacité du réseau à 25 000 MW d'ici 2030. La mise en œuvre du projet a été confiée à l'entreprise publique FGN Power Company. Une phase pilote du projet (60 M EUR) a été finalisée récemment avec succès, avec l'installation d'une dizaine de sous-stations. Le financeur principal est la Deutsch Bank. A noter que l'exécution du projet sera assurée par Siemens Energy France. La BPI a validé en 2025 l'assurance-crédit de 164 M EUR pour la première phase du projet.

Royaume-Uni :

- De 2019 à 2025, le UK Nigeria Infrastructure Advisory Facility (UKNIAF) a financé l'assistance technique des agences du secteur électrique à hauteur de 80 M GBP ;
- Le projet SolarNigeria, de 2014 à 2020, financé à hauteur de 67 M GBP, pour développer l'énergie solaire :

Canada :

- Projet Africa Renewable Energy Initiative (AREI) de développement des énergies renouvelables sur la période 2017-2040, à hauteur de 150 M CAD ;
- Projet Environment and Climate Change Canada lancé en 2021 avec 25 M CAD pour le développement d'énergies propres ;
- Le Energy Access Relief Fund doté de 28 M CAD et clôturé en 2025 pour le développement d'énergies renouvelables off-grid.

ANNEXE 3 : Présence chinoise dans le secteur électrique nigérian

Via la banque publique China Exim Bank, la Chine est un acteur majeur du secteur électrique nigérian, ayant par exemple financé à hauteur de 75 % la centrale hydroélectrique de Zungeru de 70 MW (1,3 Md USD, 2013-2023), qui a été construite par un consortium d'entreprises chinoises comprenant la China National Electric Engineering Company (CNEEC) et Sinohydro. Toujours dans le domaine hydroélectrique, la China Exim Bank finance également 80 % du projet de la centrale Gurara II de 360 MW (1,2 Md USD), dont la construction et la gestion ont été attribuées sous format PPP au chinois CGCOC Group. La construction devrait se terminer en 2026. Enfin, le plus gros projet hydroélectrique du pays, Mambilla (3050 MW), qui est au point mort depuis une trentaine d'années, a été attribué à un consortium d'entreprises chinoises en 2017. L'Exim Bank of China avait annoncé le financement à hauteur de 85 % du montant total qui s'élève à 6 Md USD.

Par ailleurs, des entreprises chinoises ont construit les 5 sous-stations électriques du Abuja Feeding Scheme financé par l'AFD.

En octobre 2023, le Nigeria a signé un contrat de 463 M USD avec un consortium chinois pour l'amélioration des lignes de distribution, financé par la China Exim Bank, dans le cadre de la Presidential Power Initiative (PPI).

En octobre 2025, PowerChina, un conglomérat public, a annoncé qu'il s'associait à l'Agence pour l'électrification rurale et à d'autres partenaires locaux afin d'élargir l'accès aux énergies renouvelables et de fournir des solutions énergétiques durables dans tout le Nigeria grâce à sa nouvelle initiative, I²-ESS (Integrated Intelligent Energy Storage Solutions).

En octobre 2025, le Nigeria a annoncé discuter avec la China Eximbank d'un prêt de 2 Md USD pour la construction d'un « super réseau » électrique afin de fournir une électricité plus fiable et compétitive pour encourager les industriels à se reconnecter au réseau fédéral.

Il est à noter que la Chine constitue l'acteur majeur en matière de construction d'infrastructures électrique et de fourniture de panneaux solaires au Nigeria (plus de 70 % des panneaux solaires importés venaient de Chine au S1 2025 [China dominates Nigeria's solar market, accounts for 70% of panel shipments - Businessday NG](#)).

ANNEXE 4 : Comparaison par pays en Afrique du nombre de personnes n'ayant pas accès à l'électricité

Table A.1. Population Without Electricity Access, 2022: Top 20 Countries

		Country Affected by Fragility, Conflict, and Violence (Yes or No)		Population Without Electricity Access, 2022 (millions)
No.	Country	No)	Region	
1.	Nigeria	Yes	Sub-Saharan Africa	86.3
2.	Congo, Dem. Rep.	Yes	Sub-Saharan Africa	77.7
3.	Ethiopia	Yes	Sub-Saharan Africa	55.5
4.	Tanzania	No	Sub-Saharan Africa	35.5
5.	Uganda	No	Sub-Saharan Africa	25.0
6.	Mozambique	Yes	Sub-Saharan Africa	22.0
7.	Niger	Yes	Sub-Saharan Africa	21.1
8.	Madagascar	No	Sub-Saharan Africa	18.9
9.	Angola	No	Sub-Saharan Africa	18.3
10.	Burkina Faso	Yes	Sub-Saharan Africa	18.3
11.	Malawi	No	Sub-Saharan Africa	17.5
12.	Sudan	Yes	Sub-Saharan Africa	17.2
13.	Chad	Yes	Sub-Saharan Africa	15.6
14.	Myanmar	Yes	East Asia and Pacific	14.2
15.	Kenya	No	Sub-Saharan Africa	13.0
16.	Korea, Dem. People's Rep.	No	East Asia and Pacific	11.8
17.	Pakistan	No	South Asia	11.8
18.	Burundi	Yes	Sub-Saharan Africa	11.6
19.	India	No	South Asia	11.3
20.	Mali	Yes	Sub-Saharan Africa	10.6

Sources: IEA et al. 2024; World Bank.

ANNEXE 5 : Inégalités d'accès à l'électricité au Nigeria

FIGURE 3.7 • Share of Households with Electricity (Percentage distribution of all households)

