

LA LETTRE ÉCONOMIQUE DE L'AFRIQUE DE L'EST ET DE L'OCEAN INDIEN

UNE PUBLICATION DES SERVICES ÉCONOMIQUES DE L'AEOI

N° 37 - Septembre 2023

Le secteur de l'électricité en AEOI

Editorial

Bonjour,

Cela fait maintenant trois ans que nous publions la Lettre économique régionale Afrique de l'Est-Océan Indien. Il était plus que temps que nous tirions un bilan avec vous. C'est l'objet du sondage que vous avez reçu il y a un mois. Si les réponses déjà reçues sont encourageantes, leur nombre reste toutefois très inférieur à nos attentes, et ne nous permet pas de tirer des conclusions qui s'imposent : à peine 5 % de nos 1400 destinataires ont en effet répondu. Je me permets donc cette relance avec le lien vers le questionnaire (il est court) : <https://forms.gle/mCX15Xi4Jd4SfgJm8>. Merci pour les quelques minutes que vous passerez à y répondre.

Le numéro de ce mois est consacré au secteur de l'électricité en Afrique de l'Est-Océan indien. Nous avons déjà traité ce sujet en janvier 2021, il était temps d'actualiser les données après près de 3 ans, et alors que le changement climatique s'est désormais imposé dans les priorités, comme en témoigne, s'il en était besoin, le récent Sommet Africain pour le Climat qui s'est tenu du 4 au 6 septembre à Nairobi. Décarbonation, accès des populations à l'électricité, financement des investissements, implication du secteur privé, interconnexion, génération vs transport et distribution ... les problématiques sont nombreuses, les situations disparates selon les pays et les besoins en investissements importants dans la région. Les entreprises françaises (EDF, Volterra, TotalEnergies, Hydroneo, Engie Energy Access, Sagemcom, GE, Qair, Finergreen, STOA ...) sont très actives dans ce secteur qui présente de nombreuses opportunités, soit en PPP, soit sur financement des bailleurs, y compris l'AFD.

Merci aux services économiques d'Addis-Abeba, Dar es Salaam, Kampala, Tananarive et à notre collègue de Kigali, ainsi qu'au pôle développement durable du SER de Nairobi pour son travail de synthèse.

Jérôme BACONIN
Chef du Service économique régional

Sommaire

Note méthodologique et glossaire des termes	3
Perspectives régionales.....	5
Le secteur électrique en AEOI	
Les graphiques du mois.....	9
Taux d'accès à l'électricité et consommation d'électricité par personne en AEOI	
Capacités électriques installées en AEOI (2022) par technologies	
Communauté d'Afrique de l'Est.....	11
Burundi – D'importants besoins en production électrique qui ouvrent des perspectives d'implication croissante du secteur privé	
Kenya – Un secteur électrique très fragile financièrement qui reste un modèle régional de décarbonisation et de démocratisation de l'accès	
Ouganda – Le secteur de l'électricité, un secteur prioritaire	
Rwanda – Une progression constante sur tous les indicateurs mais de nombreux défis encore à relever	
Soudan du Sud – Les défis de l'accès à l'électricité au Soudan du Sud	
Tanzanie – Un secteur prioritaire pour le gouvernement mais qui reste très fragile financièrement	
<i>Indicateurs régionaux</i>	
Corne de l'Afrique	27
Djibouti – Des besoins en production électrique qui ouvrent des perspectives d'implication croissante du secteur privé	
Erythrée – Une amorce de diversification vers les énergies renouvelables en cours	
Ethiopie – L'Ethiopie maintient l'objectif d'être la grande puissance énergétique régionale malgré des difficultés chroniques	
Somalie – Un système électrique essentiellement dépendant des solutions hors-réseau	
<i>Indicateurs régionaux</i>	
Océan Indien	37
Comores – Des difficultés d'approvisionnement électrique caractérisées par une hétérogénéité d'accès entre les îles et une situation financière déficitaire de la société nationale	
Madagascar – Le secteur électrique peine à réaliser tout son potentiel à Madagascar	
Maurice – Le secteur de l'électricité à l'île Maurice	
Seychelles – Dépendantes de l'énergie thermique, les Seychelles diversifient progressivement leur mix électrique	
<i>Indicateurs régionaux</i>	
Contacts.....	48

Note méthodologique et glossaire des termes

Par le SER de Nairobi

Préambule et méthodologie

Cette lettre intitulée « **Le secteur électrique en AEOL** » a pour ambition – au niveau régional et pour chacun des 15 pays de la zone Afrique de L'Est et Océan Indien – d'établir un état des lieux des réseaux électriques (mix électrique, capacités installées et adéquation à la demande), de présenter l'organisation institutionnelle et réglementaire du secteur ainsi que les défis rencontrés (financement, prix de l'électricité pour les consommateurs, santé financière des opérateurs). Les projets nationaux, notamment financés par les bailleurs, ainsi que les opportunités pour les entreprises françaises seront également discutées. Du fait du contexte national, le cas du Soudan ne sera pas abordé.

Glossaire des termes

Consommation d'énergie finale. Représente le total de l'énergie consommée par les utilisateurs finaux tels que les ménages, l'industrie ou l'agriculture.

Contrat d'achat d'électricité (CAE), *Power Purchase Agreement (PPA)* en anglais. Contrat de livraison d'électricité conclu à long terme entre deux parties, généralement un producteur et un acheteur d'électricité (consommateur ou négociant). Il stipule toutes les conditions de la vente (quantité d'électricité, prix négocié(s), livraisons physique ou financière).

Délestage. Action de suspendre temporairement la fourniture d'électricité pour une partie des utilisateurs (professionnels ou particuliers) dans une zone géographique précise pour rétablir l'équilibre en production et consommation du réseau.

Energie renouvelable. Energie issue de sources naturelles qui se renouvellent perpétuellement, elle peut être d'origine solaire, éolienne, hydraulique, géothermique.

Facteur de charge. Le facteur de charge d'une unité de production électrique est le ratio entre l'énergie qu'elle produit sur une période donnée et l'énergie qu'elle aurait produite durant cette période si elle avait constamment fonctionné à puissance nominale.

Mini-réseaux. Système composé d'une partie production d'électricité éventuellement combinés à un système de stockage de l'énergie produite et d'une partie distribution d'électricité qui alimente un petit groupe isolé de clients et qui fonctionne indépendamment du réseau électrique national. Leurs tailles varient généralement entre quelques kilowatts et 10 mégawatts. Les mini-réseaux peuvent fonctionner au diesel, aux énergies renouvelables (PV solaire, hydroélectricité, éolien, biomasse, etc.) ou sous forme d'hybrides renouvelable-diesel.

Producteur d'électricité indépendant (PEI), *Independent Power Producer (IPP)* en anglais : acteurs privés qui assurent l'ensemble de la construction de la centrale, du développement au financement, ainsi que son exploitation.

Pay-as-you-go (ou PayGo). Système de financement permettant aux utilisateurs de payer leurs produits via un financement à la consommation intégré et activé par la technologie. Une entreprise dite de *pay-as-you-go* propose généralement un produit solaire (généralement des systèmes solaires domestiques et des kits multi-lumières) pour lequel un client verse un acompte, suivi de paiements réguliers (quotidien, mensuel) pour une durée allant de six mois à huit ans afin d'acquérir le produit solaire. Les paiements sont généralement effectués via l'argent mobile (*mobile money*).

Acronymes et abréviations

AEOI	Afrique de l'Est et Océan Indien
AFD	Agence Française de Développement
BAD	Banque Africaine de Développement
EnR	Energie(s) renouvelable(s)
hab	Habitant
IPP	Independent Power Producer
j	Jour
JICA	Japanese International Cooperation Agency
KES	Shilling kényan
M	million
Mds	Milliards
MEUR	Million d'euros
Mt	Million de tonnes, soit 10^9 kg
MUSD	Million de dollars américains
PEI	Producteur d'électricité indépendant
pdp	point de pourcentage
PPA	Power Purchase Agreement – contrat d'achat d'électricité
PPP	partenariat public-privé
RDC	République Démocratique du Congo
t	tonnes soit 10^3 kg
UE	Union Européenne
USD	Dollar américain

❖ Perspectives régionales

Par le SER de Nairobi

Le secteur de l'électricité en AEOI

Malgré les progrès réalisés en matière d'accès à l'électricité, près de 95 millions de personnes en Afrique de l'Est en sont toujours dépourvu. Les capacités électriques (19,3 GW soit 13,3 % des capacités françaises) sont en augmentation régulière, mais plusieurs contraintes fragilisent les systèmes électriques (capacité limitée et vétusté des réseaux, connexions illégales) et les capacités financières des opérateurs. Des projets d'interconnexion se développent, permettant notamment aux pays exportateurs (Ethiopie, Ouganda) de vendre leur surplus hydroélectrique à prix abordable à leurs voisins. L'intervention des bailleurs demeure indispensable pour le financement de telles infrastructures de réseau, comme dans la génération. L'AFD n'est pas en reste et est active dans la plupart des pays de la zone sur l'ensemble de la chaîne de la valeur, y compris en assistance technique. Malgré les difficultés, ce secteur, qui a déjà attiré de nombreuses entreprises françaises, est porteur d'opportunité, tant pour les producteurs d'électricité indépendants, les fournisseurs d'équipements, les bureaux d'études ou les fournisseurs de solutions d'énergies renouvelables hors-réseau.

Malgré les progrès réalisés dans le secteur de l'accès à l'électricité, le secteur de l'électricité en AEOI reste confronté à de nombreuses difficultés

Les taux d'accès à l'électricité, bien qu'en augmentation constante ces dernières années (Figure 3), sont très inégaux dans la région. Si les îles de l'océan disposent de l'accès universel ou en sont proches (Seychelles, Maurice, Comores), des efforts très importants restent à poursuivre pour d'autres pays (Tanzanie, 42,7 % ; Ouganda, 45,2 % ; Madagascar, 35,1 %), tandis que le Burundi et le Soudan du Sud se démarquent par un taux d'accès particulièrement faible (10,7% et 7,7 % respectivement). Améliorer l'accès à l'électricité, à un prix abordable, notamment en zone rurale, pour les 95 millions de personnes qui n'en disposent pas en Afrique de l'Est (51,7 % de la population totale), est un enjeu de développement social et économique majeur alors que la croissance démographique reste forte (2,9 % an par an en Tanzanie, 3,3 % en Ouganda).

Avec une **capacité installée totale, de 19,27 GW dans l'ensemble de la région (soit 13,3 % des capacités installées en France)**, le système électrique de la zone AEOI reste relativement peu développé. Si tous les pays d'AEOI ont établi des objectifs de diversification et de décarbonation de leur mix énergétique, les efforts à fournir pour les atteindre diffèrent. La production d'hydroélectricité est importante dans la région, mais le mix électrique de nombreux pays reste dominé par les sources thermiques fossiles (charbon, gaz naturel, produits pétroliers) : îles de l'océan indien, Erythrée, Djibouti, Somalie, Tanzanie, Soudan, Soudan du Sud et Rwanda (carte p. 11) avec des **enjeux de transition énergétique importants**. La part de l'électricité dans les mix énergétiques nationaux reste relativement faible (Figure 1), oscillant entre 2 et 9 %, sauf pour Maurice où elle s'élève à près de 30 %, preuve de l'importance des enjeux d'accès à l'électricité, d'électrification des usages domestiques et productifs et, de manière plus large, d'industrialisation.

Les systèmes électriques en AEOI restent confrontés à plusieurs difficultés, liées aux capacités des réseaux de transport ou leur vétusté, la fiabilité et qualité des réseaux de distribution souvent vieillissants, du vandalisme ou des connexions illégales, causes de nombreuses pertes techniques et commerciales. Ces pertes, souvent élevées (23 % en Ethiopie, 19 % au Rwanda), peuvent renforcer les difficultés financières des entreprises publiques ou non en charge de la gestion des réseaux. En Tanzanie, Tanesco estime perdre ainsi environ 7 MUSD par mois en raison de la non-efficacité, d'une perte de puissance et de problèmes techniques et non techniques.

Des systèmes électriques en recherche d'équilibres financiers qui s'ouvrent de plus en plus au secteur privé

L'organisation du secteur de l'électricité prend généralement deux modèles principaux : i) le monopole public intégré, qui assure tout ou partie de la chaîne de valeur (production, transmission, distribution) (Burundi, Tanzanie, Maurice) ; ii) le découplage qui consiste en la séparation de la gestion des différents segments en plusieurs entités, privées ou publiques (Kenya, Ouganda).

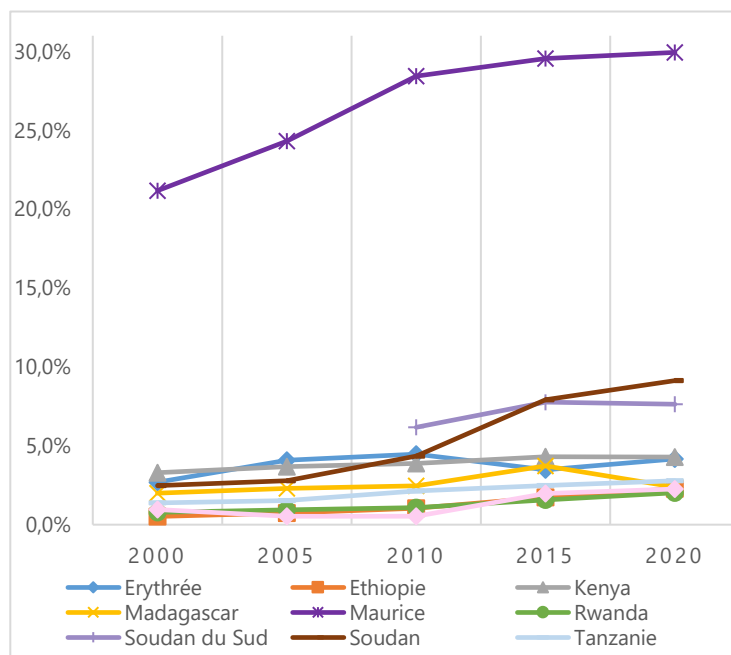


Figure 1 : Part de la consommation d'électricité dans la consommation d'énergie finale (AIE, 2020).

Données indisponibles pour le Burundi, Comores, Djibouti, Seychelles et Somalie.

Les difficultés liées au système électrique, mentionnées ci-dessous, pèsent sur la situation des entreprises du secteur de l'électricité (KPLC au Kenya par exemple) et se répercutent sur les consommateurs, confrontés dans de nombreux pays à des prix de l'électricité élevés (Figure 2). Ils sont particulièrement élevés en Somalie (entre 80 et 100 ct USD/kWh), pays qui dépend essentiellement de petits générateurs diesel pour sa production d'électricité alors qu'en Éthiopie la production d'hydroélectricité à bas coût (94 % de la production en 2021) et des subventions implicites maintiennent les tarifs à des niveaux très faibles.

L'ouverture au secteur privé de certains segments se fait progressivement, notamment pour la génération qui est largement le segment le plus avancé dans ce domaine. Les Etats ont mis en place les réglementations et incitations nécessaires pour attirer

les investissements privés : cadres pour le déploiement de PPP et de contrats d'achat d'électricité, incitations à l'investissement dans les énergies renouvelables (*feed-in-tarifs* par exemple), mais qui ont tendance à se réduire, en particulier pour le solaire ou l'éolien. Au Burundi, seul le secteur de la génération est ouvert, avec plusieurs producteurs d'électricité indépendants (PEI) présents. Des projets de lignes de transmission en PPP sont évoqués dans certains pays (Kenya, Ouganda) sans réalisations concrètes à l'heure actuelle, faute de cadre réglementaire et financier permettant la mise en œuvre de projets en PPP rentables.

Le rôle des interconnexions entre les pays pour pallier aux chutes de production d'électricité et accéder à une électricité moins chère

Les interconnexions peuvent permettre de renforcer la résilience des réseaux et in fine d'améliorer la compétitivité du secteur de l'électricité (et ainsi obtenir des prix plus faibles pour les consommateurs). Elles sont aussi un moyen pour pays affichant des ambitions importantes de production hydroélectrique (Éthiopie, Ouganda) de se placer comme exportateurs régionaux. **Cette volonté partagée de développer les interconnexions a été initialement formalisée par la constitution de l'organisme Eastern Africa Power Pool (EAPP) dès 2005¹.** Le développement des interconnexions sert également les ambitions d'exportations de certains pays, tels que l'Éthiopie, le Rwanda ou la Tanzanie.

Si les réalisations effectives sont en retard par rapport aux plans initiaux, plusieurs projets ont été lancés et certains réalisés. Le plus notable est la ligne Éthiopie – Kenya achevée en 2022, elle permet de transporter 500 kV (sous-stations de 2000 MW) sur plus de 600 km grâce à un transport par courant continu HVDC. L'Éthiopie a signé un

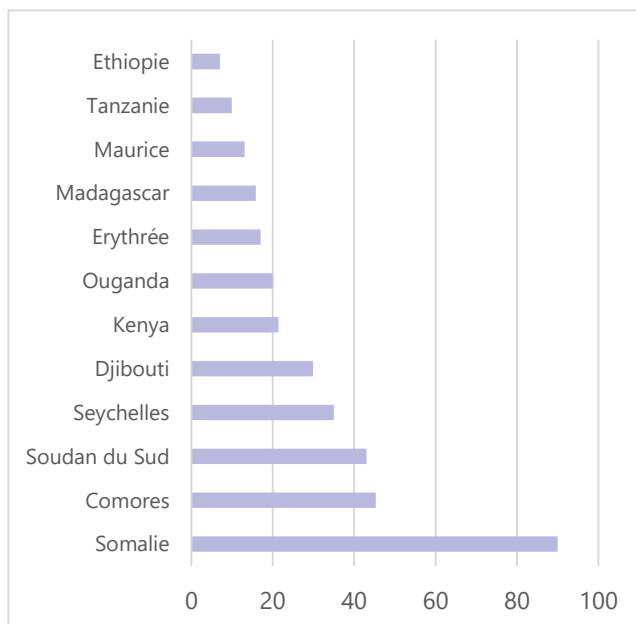


Figure 2 : Prix de l'électricité moyen en AEOI (ct USD/kWh)
Données indisponibles pour le Burundi et le Rwanda

¹ Les pays impliqués sont : Burundi, Djibouti, Rwanda, Éthiopie, Kenya, Soudan, Tanzanie, Ouganda, Somalie et Soudan du Sud. Hors AEOI : Égypte, Libye, RDC.

PPA avec le Kenya pour l'achat d'électricité sur 25 ans à faible prix (0,065 USD/kWh) fin 2022, suite à cette mise en service. D'autres interconnexions entre l'Éthiopie et ses voisins sont envisagées ou en cours de développement, notamment avec Djibouti (financement BAD) ou le Soudan du Sud. En juin dernier, l'Ouganda et le Soudan du Sud ont trouvé un accord-cadre similaire pour la construction d'une ligne de transmission de 308 km entre Olwiyo et Juba (financement reste à sécuriser).

Le soutien des bailleurs reste indispensable pour pallier au manque d'investissements dans le secteur

Le développement des infrastructures électriques (production, transport ou distribution d'électricité), requiert des investissements importants. Le soutien des bailleurs multilatéraux (Banque mondiale, BAD, UE) et bilatéraux (AFD, KfW) reste à cet égard indispensable pour soutenir les secteurs électriques nationaux. A noter toutefois l'exception notable de l'Éthiopie, qui a financé intégralement sur des ressources propres le barrage du GERD.

Les bailleurs sont particulièrement impliqués dans les grands projets de génération régionaux, à l'instar du projet Ruzizi III, **projet structurant pour la génération d'électricité au Burundi et de manière plus large pour l'intégration régionale** entre les 3 pays parties prenantes, Burundi, Rwanda et RDC. Ce barrage hydroélectrique de 202 MW (650 MEUR estimés au départ) est en développement depuis 2015. Si le *closing* financier était imaginé pour fin 2022, avec un pool de plusieurs bailleurs dont BAD, BEI, AFD, KfW et une mise en service prévue en 2027, mais les tensions régionales l'ont désormais fortement ralenti.

D'autres projets publics peuvent être financés via des partenariats bilatéraux sur financements liés. Au Burundi par exemple, le projet hydroélectrique de Kaburantwa (20 MW) a été financé par un prêt souverain de l'*Exim Bank of India* (80 MUSD), dont la construction est en cours par une entreprise indienne. La Chine est aussi active dans la région. En Ouganda, l'*Exim Bank of China* a financé le projet de méga centrale électrique de Karuma (600 MW) à hauteur de 85 % du montant du projet (1,7 Md USD).

L'AFD est un bailleur important dans le secteur de l'énergie, couvrant l'intégralité de la chaîne de valeur de l'électricité. C'est le premier bailleur bilatéral pour le secteur au Kenya par exemple, avec plus de 1 Md EUR de financement depuis 10 ans. Ce montant s'élève à 500 MUSD en Tanzanie. L'AFD soutient également le secteur via de l'assistance technique aux entreprises publiques. En Éthiopie, un projet avec RTE a été approuvé en septembre 2023 et vise à fournir une assistance technique à EEP pour optimiser et améliorer le fonctionnement du réseau existant tandis qu'EDF Hydro soit également accompagné Kengen au Kenya sur l'optimisation de la production hydro-électrique, dans les deux cas sur financement FEXTE.

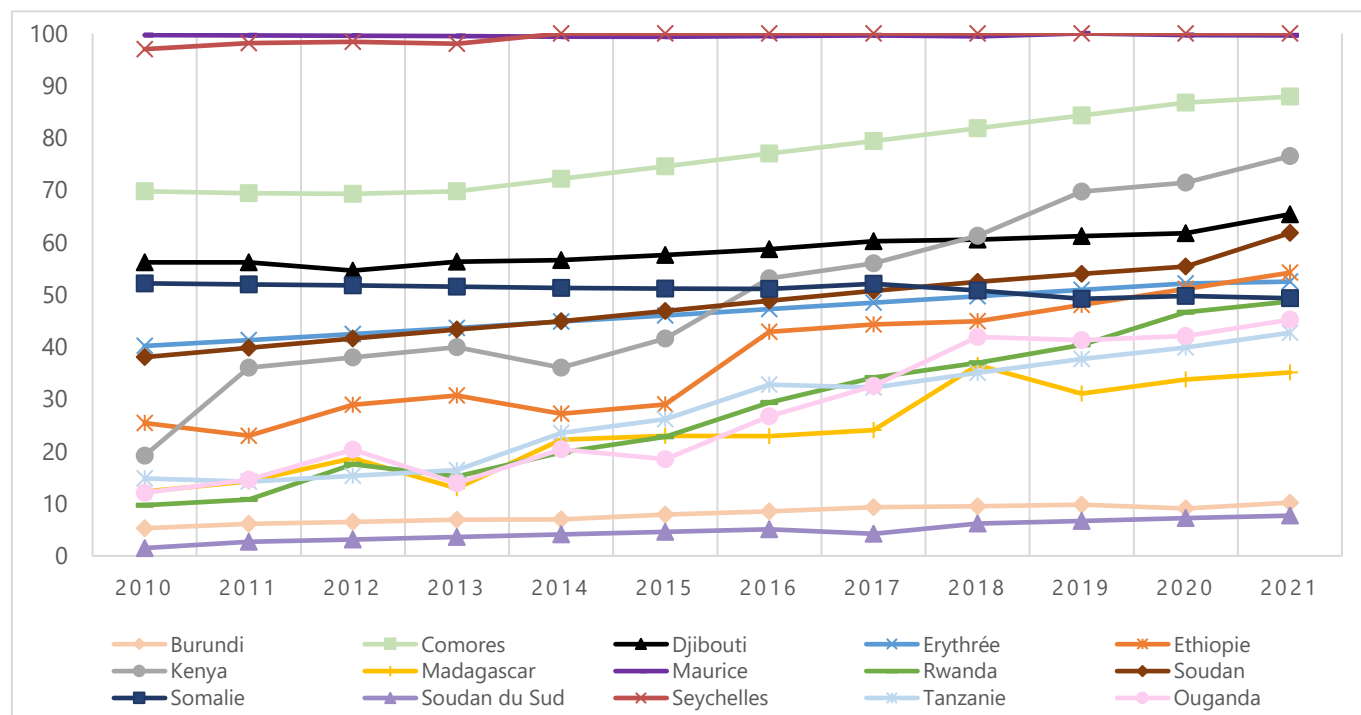


Figure 3 : Evolution du taux d'accès à l'électricité (% de la population) par pays (Banque mondiale)

L'AEOI est une région d'intérêt pour les entreprises du secteur de l'électricité, mais de nombreux blocages persistent

La région AEOI a attiré plusieurs producteurs d'électricité indépendants français. Les îles de l'océan indien sont à ce titre porteuses d'opportunités : Qair (Maurice, Seychelles), Innovent (Comores), Akuo (Maurice), Green Yellow (Maurice) y ont développé plusieurs projets d'énergie renouvelable, essentiellement solaires dont la première centrale solaire flottante aux Seychelles par Qair. Mais de nombreux blocages contraignent la concrétisation des projets. Les réseaux électriques sont souvent insuffisants pour intégrer les énergies renouvelables intermittentes. Le cadre réglementaire mouvant peut constituer un obstacle important. Du fait de la fragilité financière des entreprises publiques du secteur (signant les CAE), une garantie souveraine de l'Etat local est souvent indispensable, ce qui peut constituer un frein supplémentaire malgré les instruments de garanties partielles mis à disposition par les bailleurs (AFD, Banque Mondiale, BAD, etc). En 2019, un moratoire sur les contrats d'achat électricité a été mis en place au Kenya, il a finalement été levé en mars 2023, après une renégociation des contrats préalablement signés. Par ailleurs, les exigences de tarifs d'achat bas – 5 ct USD/kWh en Ouganda ou 5-6 ct USD/kWh au Kenya pour le solaire sans stockage – compliquent le développement de projets pour les PEI, dans un contexte politique ou financier loin d'être sans risques ce qui a un impact sur les coûts de financements.

La France est également bien positionnée sur le segment de la fourniture d'équipements spécialisés. En 2012, *GE Hydro France* a signé avec *MetEC*, responsable de la fourniture des équipements électromécaniques pour le GERD en Ethiopie, un contrat pour la fourniture des huit premières turbines du barrage. Parallèlement, *GE Grid Solutions France* exécute un contrat pour la fourniture de 16 disjoncteurs de générateur pour le GERD.

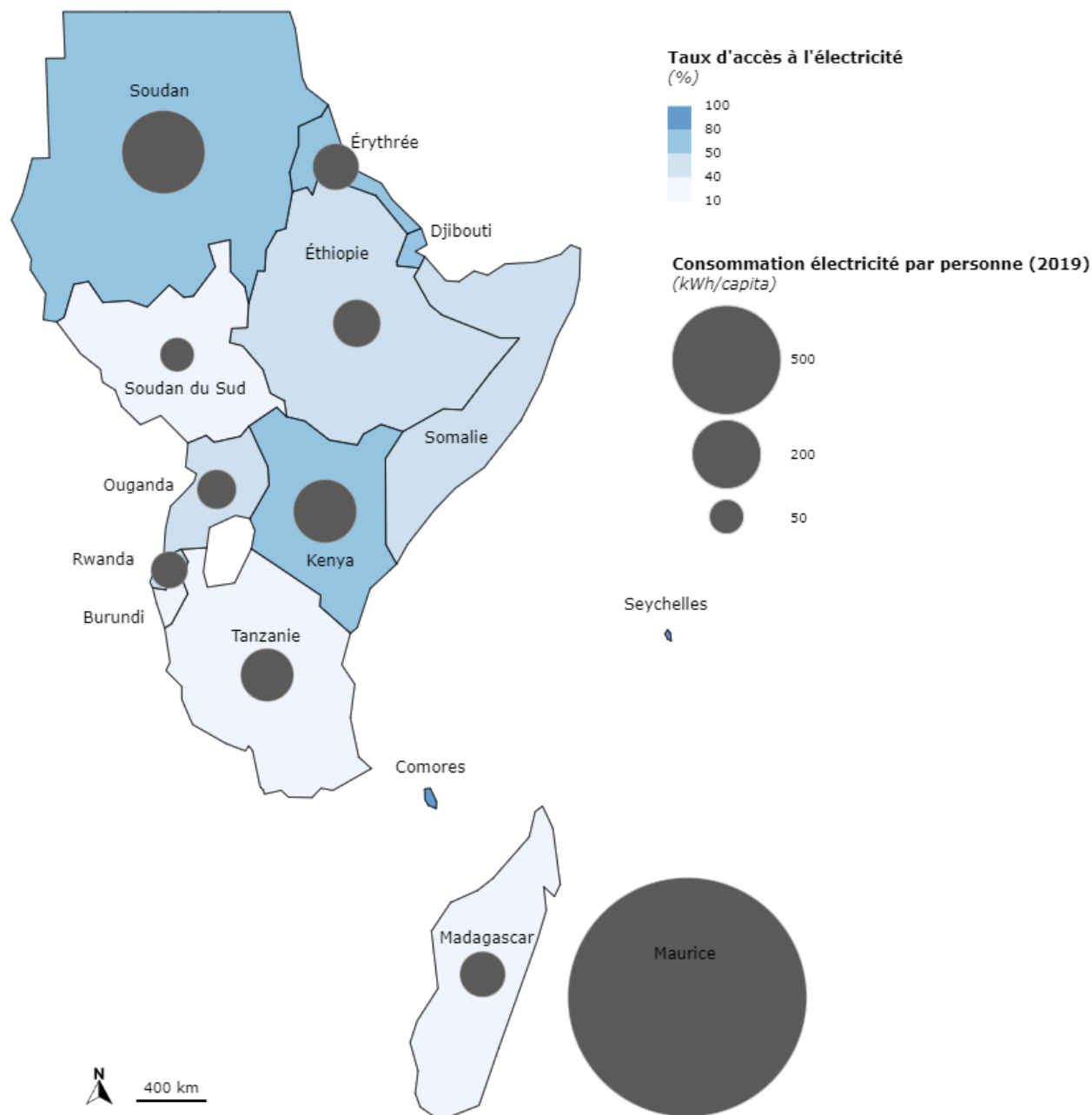
Enfin, **les entreprises françaises disposent d'une expertise en matière d'ingénierie**, leur permettant de remporter des contrats sur les grands projets de génération notamment. Ainsi Tractebel a remporté en 2011, en consortium avec l'italien Electroconsult le contrat d'ingénierie pour le GERD. Sur les questions de réduction des pertes de réseau, des compétences françaises existent également : des bureaux d'étude ou de conseil et, dans une moindre mesure compte tenu de la concurrence à bas-coût, dans la fourniture d'équipements de type *smart meters*.

Chiffres clés - Secteur électricité							
	Capacités installées	Part des capacités EnR installées	Production d'électricité	Part de la production d'électricité à partir d'EnR	Part de l'électricité dans la consommation d'énergie finale	Consommation d'électricité par personne	Prix de l'électricité moyen
	MW (2022)	% (2022)	GWh (2021)	% (2021)	% (2020)	MWh (2020)	ct USD/kWh
Burundi	125,4	60,2	453,8	61,3			
Comores	27,1	20,1	50,1	0,0			45,3
Djibouti	143,0	14,2	198,0	35,4			29,9
Erythrée	218,0	5,3	441,1	5,0	4,2%	0,09	17,0
Ethiopie	5692,3	98,2	15817,3	100,0	2,3%	0,09	7,0
Kenya	3456,6	77,8	10964,9	88,1	4,3%	0,17	21,4
Madagascar	819,0	24,1	2000,4	42,8	2,4%	0,06	15,8
Maurice	867,0	29,8	2999,0	21,6	29,9%	2,16	13,1
Rwanda	299,0	50,2	1022,1	58,3	2,0%	0,06	
Seychelles	130,1	18,7	444,2	4,5			35,0
Somalie	151,0	32,3	383,2	11,2			90,0
Soudan du Sud	109,0	7,8	549,0	0,4	7,6%	0,05	43,0
Soudan	3806,0	49,2	16771,1	60,8	9,1%	0,30	
Tanzanie	2000,1	34,2	7960,7	42,8	2,8%	0,12	9,9
Ouganda	1348,0	92,4	4853,8	97,8	2,3%	0,07	20,0

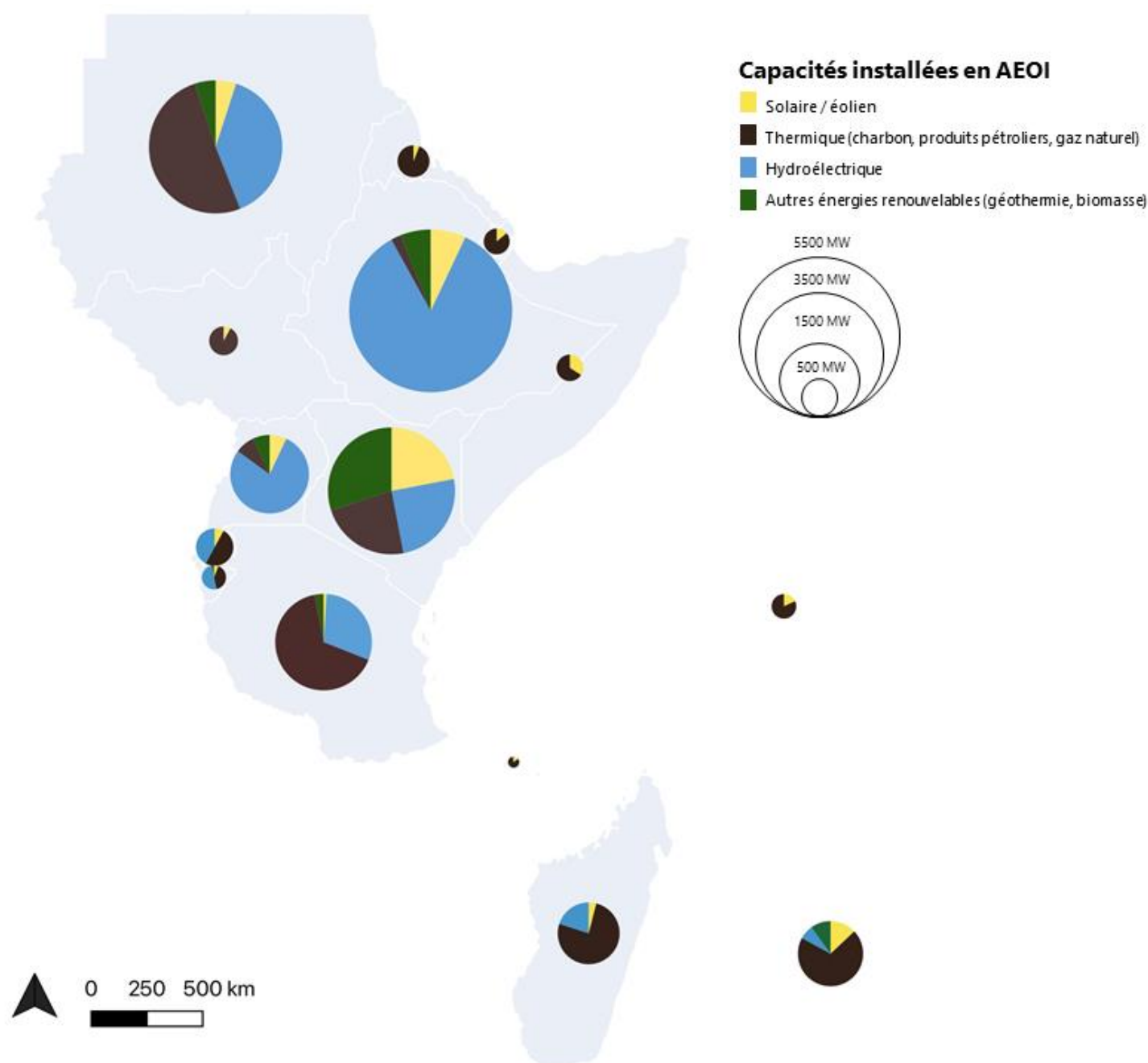
Figure 4 : Chiffres clés du secteur de l'électricité (IRENA, AIE, sources locales)

Les graphiques du mois

Taux d'accès à l'électricité et consommation d'électricité par personne en AEOI



Capacités électriques installées en AEOI (2022) par technologies



Source : Carte réalisée par le SER de Nairobi à partir des données IRENA

Communauté d'Afrique de l'Est – Burundi

Par le SER de Nairobi



D'importants besoins en production électrique qui ouvrent des perspectives d'implication croissante du secteur privé

Malgré un potentiel hydroélectrique important, le Burundi fait face à d'importants retards en matière d'accès à l'énergie avec l'un des plus faibles taux d'accès à l'électricité au monde (estimé à 10,2 % en 2021). Les défis sont nombreux avec de faibles capacités techniques et des infrastructures de réseaux existantes vieillissantes, mais des projets sont en cours sur financement des bailleurs (notamment pour les réseaux de transports) ou à l'initiative d'entreprises privées, notamment françaises, pour la génération.

Le Burundi est confronté à un déficit d'énergie électrique et à un faible taux d'accès

L'accès à l'électricité de la population au Burundi reste très faible (estimé à 10,2 % en 2021), comparé aux autres pays de la Communauté d'Afrique de l'Est, avec d'importantes disparités au sein des populations urbaines (63,7 %) et rurales (3,5 %). L'énergie électrique est faiblement utilisée au Burundi, les sources traditionnelles d'énergie (charbon de bois et autres biomasse) intervenant à plus de 95 % dans la consommation énergétique finale avec des conséquences négatives majeures à la fois économiques, sociales et environnementales.

La Régie de Production et de Distribution d'Eau et d'Electricité du Burundi (REGIDESO) est l'entité publique en charge du secteur de l'énergie, sous la tutelle du Ministère de l'Hydraulique, de l'Energie et des Mines. Elle est le monopole public intégré en charge de la génération (avec les PEI privés), du transport, de la distribution et de la vente d'électricité. Seul le secteur de la génération est actuellement ouvert à la concurrence. La REGIDESO est confrontée à plusieurs défis : la construction de nouvelles centrales, la réhabilitation des infrastructures de transport vétustes, et le renforcement de ses propres capacités techniques et de gestion.

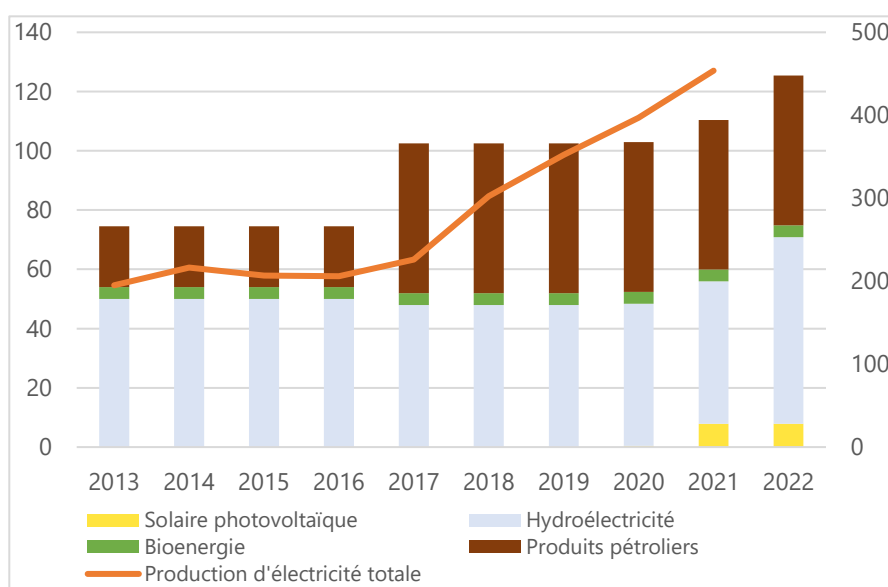


Figure 5 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production totale d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Sur les 125 MW de capacité installées, l'hydroélectricité représente près de la moitié (63 MW) suivi par les centrales thermiques (51 MW). Seule une centrale solaire (Mubuga, 7,5 MW) est en exploitation depuis 2021, il s'agit du premier projet non diesel porté par un PEI. Ces capacités, bien qu'en augmentation, ne permettent toutefois pas de répondre à la demande, estimée à 192 MW en 2025 selon la Banque mondiale. Le gouvernement burundais a intégré l'amélioration de l'accès à l'électricité dans son Plan National de Développement 2018-2027. Les autorités estiment un besoin en capacité de 1000 MW à horizon 2040, pour atteindre l'accès universel et assurer le fonctionnement et développement des secteurs miniers et industriels.

De nouveaux projets de génération et d'interconnexion pourraient renforcer le système électrique burundais

Afin résoudre ce fort déficit énergétique, le Burundi, avec le soutien des bailleurs, s'est engagé à : i) augmenter la capacité de production électrique par la mise en place de nouvelles capacités de génération (hydroélectriques principalement) ; et ii) renforcer et étendre le réseau de transport et de distribution pour augmenter les taux d'accès.

De nombreux projets sont en cours, notamment financés par les bailleurs. Le projet hydroélectrique Jiji Mulembwe (49,5 MW) est le plus important, financé par des subventions de la BAD, Banque mondiale et de l'UE, mais connaît d'importants retards. D'autres projets publics de centrales hydroélectriques ont été financés via des partenariats bilatéraux sur financements liés. A l'instar du projet Kaburantwa (20 MW) financé par un prêt souverain de l'*Exim Bank Of India* (80 MUSD) et dont la construction est en cours par une entreprise indienne ; ou la centrale hydroélectrique de Ruzibazi financé par un don en nature de la Chine (15 MW) inaugurée en septembre 2022.

Plusieurs PEI sont également présents au Burundi : l'américo-burundais *Songa Energy* avec Virunga Power (plutôt sur mini hydro de quelques MW), *Gigawatt Global* (US- Pays-Bas- Israël), *Tembo Power* (basé à Maurice). Le français Hydroneo porte le projet hydroélectrique de Mpanda (10 MW), dont l'accord d'achat d'électricité avec la REGIDESO a été validé en 2023 et a récemment lancé l'appel d'offre pour la conception et la construction de la centrale hydroélectrique de Mpanda. Un accord pour un prêt de 1 MUSD avait été signé en 2021 avec l'entreprise française de conseil en investissement Finergreen pour le financement des activités de développement du projet.

Le Burundi compte également sur le renforcement de l'interconnexion électrique avec les pays voisins, notamment avec le réseau tanzanien. La BAD réalise actuellement des études pour un potentiel financement de l'interconnexion entre Kigoma et Gitega, incluant le renforcement du réseau de transmission interne tanzanien pour permettre, à terme, l'export vers le Burundi de la production du barrage Julius Nyerere (2115 MW), dont le remplissage est en cours. Un projet d'interconnexion avec le Rwanda, financé par l'UE (15,7 MEUR) et la BAD (8,7 MEUR) est en cours. Il consiste en la construction d'une ligne de 220kv entre Gitega et la frontière et un poste de transformation haute et moyenne tension. **Le projet de Ruzizi III est un autre projet structurant pour la génération d'électricité au Burundi et de manière plus large pour l'intégration régionale** entre les 3 pays parties prenantes, Burundi, Rwanda et RDC. Ce barrage hydro électrique de 202 MW (650 MEUR estimés au départ) est en développement depuis 2015. Si le closing financier était imaginé pour fin 2022, avec un pool de plusieurs bailleurs dont BAD, BEI, AFD, KfW et une mise en service prévue en 2027, les tensions régionales l'ont désormais fortement ralenti. Le Burundi devrait recevoir un tiers (soit près de 70 MW) de la production de la centrale sur 25 ans, grâce à un contrat d'achat d'électricité en cours de négociation. Des entreprises françaises ou basées en France pourraient se positionner sur le contrat de construction EPC et la fourniture de certains équipements électromécaniques.

Communauté d'Afrique de l'Est – Kenya

Par le SER de Nairobi



Un secteur électrique très fragile financièrement qui reste un modèle régional de décarbonisation et de démocratisation de l'accès

Le système électrique kenyan est caractérisé par une part de production renouvelable élevée, et se distingue dans la région par un taux d'accès à l'électricité important (76,5 %), et une capacité installée suffisante pour répondre à la demande, en croissance. Toutefois, le pays est confronté à des prix de l'électricité relativement élevés, des coupures de courant et un opérateur public en déficit récurrent. Le système fait donc face à plusieurs défis : assurer un prix de l'électricité abordable pour la population, consolider la fiabilité du réseau et l'accès à l'électricité tout en assurant la soutenabilité financière des opérateurs. Les bailleurs sont particulièrement impliqués dans le financement de projets du secteur (génération, transmission, distribution) et s'engagent notamment en soutien à KPLC. La France est active sur ce secteur via l'AFD (1er bailleur bilatéral sur ce secteur) et ses entreprises (PEI notamment). Des opportunités existent sur le renforcement du réseau électrique.

Un système électrique caractérisé par un mix largement décarboné mais des besoins importants dans la fiabilisation du réseau de transport et de distribution

Le Kenya dispose d'un mix électrique essentiellement décarboné grâce à l'exploitation de ses ressources géothermiques et hydroélectriques.

Les énergies renouvelables représentent en 2022, 77,8 % des capacités installées (contre 68,1 % en 2010) et 88,1 % de la production d'électricité (62,7 %). Le Kenya a ces dernières années été confronté à une situation de surcapacité potentielle, en raison d'un écart croissant entre les capacités installées et la demande, qui n'augmentait pas au même rythme. Si les capacités installées ont plus que doublé au cours de la dernière décennie, la production d'électricité n'a augmenté que de 25 %, lié notamment à l'introduction de capacités renouvelables intermittentes, dont le facteur de charge est plus faible. Le taux d'accès à l'électricité a nettement augmenté ces dernières années passant de 40 % en 2012 à 75 % en 2021. Ce succès masque toutefois l'important contraste entre les zones urbaines, où 94,0 % de la population a accès à l'électricité, et les zones rurales (62,6 %).

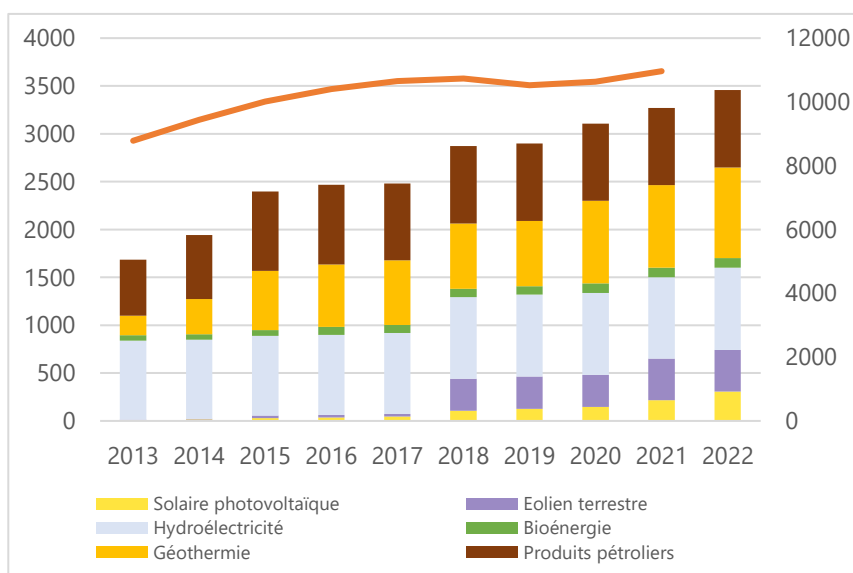


Figure 6 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Trois opérateurs publics principaux assurent la majorité de la gestion de la chaîne de valeur. KenGen, détenu à 70 % par l'Etat kényan² est le producteur d'électricité principal au côté de producteurs indépendants privés (PEI), il détient 61,1 % des capacités installées connectées au réseau et produit 69,8 % de l'électricité, vendue ensuite à Kenya Power. La *Geothermal Development Company* (GDC), créée en 2008, intégralement détenue par l'Etat, est chargée d'accélérer le développement des ressources géothermales du pays, et assurer les activités d'exploration, de forage et de développement des ressources pour la production d'électricité. KETRACO, 100 % public, est en charge des réseaux de transmission et *Kenya Power and Lighting Company* (KPLC), détenu à 50,1 % par l'Etat, possède et exploite le réseau de distribution du pays et vend l'électricité aux consommateurs. La longueur totale du réseau de transport et de distribution est passée de 213 582 km en

² Le reste de l'actionnariat est listé sur la bourse de Nairobi

2016/17 à 255 581 en 2020/21 (+ 19,6 %). En 2006, une agence dédiée à l'électrification rurale a été créée, la *Rural Electrification Authority* (aujourd'hui *Rural Electrification and Renewable Energy Corporation - REREC*).

Le système électrique reste confronté à plusieurs difficultés, liées à la capacité du réseau de transport³, la fiabilité et qualité du réseau d'un réseau de distribution souvent vieillissant, du vandalisme et des connections illégales, causes de nombreuses pertes (techniques et commerciales), qui atteignaient en moyenne 22,4 %. Le Kenya se distingue également par le nombre et la durée de ses coupures de courant : près de 600 heures par an, indiquant d'importants besoins de renforcement du réseau. Le prix payé par les consommateurs kényans reste élevé pour la région (32,1 KES/kWh soit 21,4 centimes USD).

Les marges de manœuvre en matière d'investissement et de réduction des prix sont limitées, liées notamment à la situation financière fragile de certains opérateurs

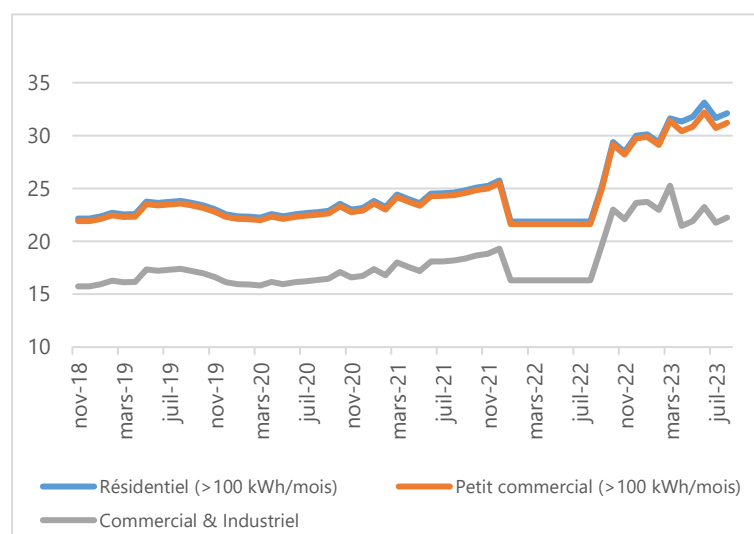


Figure 7 : Evolution des tarifs d'électricité (KES/kWh) pour différentes catégories de consommateurs (EPRA, KPLC)

KPLC a vu ses performances opérationnelles et financières décliner fortement ces dernières années, couplés à un *turn over* important au sein de la direction. Dans ce contexte, KPLC avait annoncé en janvier 2019 le gel de l'attribution des contrats de rachat d'électricité (*Power Purchase Agreements - PPA*) aux PEI. Les PEI représentaient 53,5 % des coûts d'approvisionnement en électricité de KPLC en 2021, mais seulement 28,6 % des volumes, tandis que KenGen représentait 44,3 % des coûts et 69,8 % des volumes⁴. Une *task force* présidentielle dédiée à la revue de ces PPA a été mise en place en mars 2021 avec l'objectif de réviser les tarifs d'achat d'électricité par KPLC aux PEI et réduire *in fine* le coût de l'électricité pour les consommateurs. L'objectif de

renégociations des contrats existants n'a pas été atteint, les autorités souhaitent également préserver la réputation du Kenya en évitant les changements unilatéraux. **Les prix de l'électricité ont finalement été réhaussés en septembre 2022 de 15,7 % annulant la baisse de 15 % mise en place début 2022 suite aux recommandations de la *task force* (Figure 7).** Si ces hausses de prix sont positives à court terme pour KPLC, elles risquent de brider la demande et d'accélérer l'adoption de solutions d'autoconsommation notamment solaires pour les gros consommateurs et donc fragiliser l'équilibre financier de KPLC à long terme.

Afin de répondre à ces différents enjeux, **le ministère de l'Energie a élaboré un plan d'expansion du système électrique (génération, transmission, distribution) pour répondre à l'augmentation projetée de la demande, à un coût minimal** : le *Least Cost Power Development Plan 2022-2041* (LCPDP), qui précise le calendrier de mise en service des projets de génération portés par les PEI et favorise le développement de la géothermie. La signature d'accord public d'achat avec les pays voisins, rendu possible par le développement des interconnexions, constitue une stratégie de diversification et de réduction des prix pour le consommateur. Un accord a été signé entre *Ethiopian Electric Power* (EEP) et *Kenya Power* (KPLC). Cet accord d'une durée de 25 ans – effectif à partir du 1er novembre 2022 – prévoit que le Kenya importe une capacité ferme de 200 MW pour les trois premières années du contrat et 400 MW pour les suivantes à un prix d'achat estimé entre 6 et 7 ct USD/kWh.

A l'inverse, KenGen, dispose d'une situation financière relativement saine et stable. Quant à **KETRACO**, elle ne possède pas de ressources propres suffisantes et dépend du budget de l'Etat pour financer les projets de développement du réseau. Des réflexions sont néanmoins en cours pour développer des projets

³ L'extension récente du réseau de distribution avec les programmes *last miles* n'a pas été accompagnés d'un renforcement adéquat du réseau de transport HT conduisant à une surutilisation de ce réseau de distribution.

⁴ Selon les technologies, KenGen vend l'électricité produite entre 0,042 et 0,085 USD/kWh contre 0,02 à 1,2 USD/kWh pour les PEI.

de transmission en PPP. Si le modèle économique envisagé reste à détailler, il pourrait induire le prélèvement d'une charge sur le prix de l'électricité, ce qui pourrait conduire à une nouvelle hausse des tarifs. La plateforme d'investissement Africa50 et l'entreprise indienne POWERGRID ont ainsi signé, début 2022, un MoU, pour le développement, le financement, la construction et l'opération d'une ligne de transmission de 400kV entre Lessos-Loosuk et d'une ligne de 220kV entre Kisumu et Musaga selon un format PPP.

Les bailleurs sont particulièrement investis dans ce secteur, jusque dans l'accompagnement des opérateurs

De nombreux bailleurs ont investi le secteur de l'électricité et financent des projets mis en œuvre par KPLC, KenGen, KETRACO ou la REREC (AFD, BAD, DFID, BEI, UE, JICA, GIZ, USAID). **L'AFD est l'un des plus importants bailleurs du Kenya (1^{er} bilatéral)** dans ce secteur avec des financements de plus de 1 Md EUR depuis 10 ans pour des projets terminés ou en cours. Le soutien public de la France est présent à tous les niveaux de la chaîne de valeur de l'électricité sans oublier les soutiens directs au ministère de l'Energie (y compris assistance technique) ou les systèmes hors réseaux.

Les difficultés financières des opérateurs électriques kenyans, couplées aux besoins d'investissements importants, justifient les interventions des bailleurs, notamment en soutien à KPLC. La Banque Mondiale porte un programme ambitieux destiné à renforcer la viabilité financière de KPLC et à améliorer l'accès à l'électricité de dernier kilomètre dans les zones reculées du Kenya. La première phase (400 MUSD) est envisagée comme un *Program for Result Financing* (P4R), qui lie le décaissement des fonds à la réalisation des résultats spécifiques du programme et notamment le recouvrement des coûts opérationnels par KPLC ou la réduction des pertes réseau. La BAD a récemment approuvé un projet d'amélioration et d'extension du réseau de transport d'électricité HT dans les comtés de l'Ouest et la région côtière (119 MUSD), segment historiquement moins ciblé par les bailleurs.

Les études sur le potentiel de production et d'utilisation de l'hydrogène vert au Kenya ont été menées par la GIZ. L'UE a par ailleurs accompagné le Kenya dans l'élaboration d'une *Green Hydrogen Strategy* et d'une feuille de route à horizon 2032, qui prévoit notamment la mise en œuvre de projet pilote de production d'hydrogène vert via des électrolyseurs alimentés par des capacités renouvelables (solaire, éolien) pour assurer une production d'électricité de base à horizon 2030.

Des acteurs privés français présents dans le secteur

Malgré les changements réglementaires et les difficultés financières du secteur, plusieurs PEI portent des projets renouvelables (solaires notamment) à des degrés différents de maturité (Voltaia, Total). Sur la production d'électricité renouvelable couplée à la production d'hydrogène vert pour assurer une production de base, l'entreprise Hydrogène de France souhaite porter un projet au Kenya, mentionné par ailleurs dans la stratégie nationale pour l'hydrogène vert. Sur la production hydroélectrique, le gouvernement souhaite développer près de 600 MW de centrales à horizon 2031 selon le LCPDP. Les entreprises françaises pourraient se positionner sur des contrats de construction EPC, sur la partie exploitation (EDF) ou la fourniture d'équipements, comme les turbines (GE). Le développement du *pumped storage*, pour lequel la France dispose d'une expertise (via EDF notamment) est également mentionné pour renforcer la flexibilité du réseau.

Si le segment de la nouvelle génération solaire ou éolienne apparaît relativement saturé, avec une volonté de l'Etat kényan d'éviter la surcapacité et l'ajout d'une capacité renouvelable intermittente trop importante⁵, **les entreprises françaises pourraient se positionner sur les projets de transmission, ou distribution dans une moindre mesure, dont certains récents sont portés par des bailleurs** (BAD, Banque mondiale). Sur les questions de réduction des pertes de réseau, des compétences françaises existent : des bureaux d'étude ou de conseil et, dans une moindre mesure compte tenu de la concurrence, dans la fourniture d'équipements de type *smart meters*. Si le modèle économique d'un PPP pour la transmission nécessite d'être clarifié, plusieurs entreprises disposent de ces compétences (EDF, GE, COBRA IS, filiale de Vinci).

⁵ L'ajout de nouvelles capacités géothermiques ou hydroélectriques reste néanmoins prioritaire pour les autorités

Communauté d'Afrique de l'Est – Ouganda

Par le SE de Kampala



Le secteur de l'électricité, un secteur prioritaire

Le ministère de l'énergie a lancé officiellement le 13 septembre dernier sa politique énergétique. L'objectif est de diversifier le mix énergétique pour atteindre d'ici 2040 un objectif de 52 GW de capacités installées. L'Ouganda connaît une situation paradoxale. D'une part, la puissance installée du parc électrique (environ 2000 MW d'ici la fin de l'année) est bien supérieure à la demande (870 MW) et d'autre part le taux d'accès à l'énergie de la population, en particulier en milieu rural, est faible en raison d'un réseau de transmission/distribution sous-investi. Une profonde réforme du cadre réglementaire est envisagée à moyen terme avec la fusion des activités de production, transport et distribution, avec l'objectif d'une meilleure coordination des projets dans lesquelles la France est fortement engagée.

Un mix-énergétique décarboné en situation de surproduction temporaire qui a bénéficié d'un cadre réglementaire favorable

L'Ouganda a réalisé un effort d'investissement important dans des capacités de production. A la fin de l'exercice 2023, la puissance installée du parc devrait atteindre près de 2000 MW avec la mise en service progressive de la centrale hydroélectrique de Karuma (600 MW), la plus importante unité de production du pays. **Hors centrale de Karuma, les capacités (1348 MW) sont majoritairement issues de grandes centrales hydroélectriques** qui assurent actuellement près de 67 % de la production (813 MW) contre 13 % pour les petites unités hydroélectriques (274 MW). Le thermique fossile (100 MW) et la biomasse (en particulier la bagasse) assurent une part limitée du mix-électrique (9 % de la production électrique en 2021).

Le secteur de la production est passé de 3 centrales en 2001 à plus de 40 aujourd'hui grâce à sa libéralisation dans les années 1990. De nombreux projets ont pu ainsi être réalisés dans le cadre de contrats en PPP et/ou de concession à durée limitée passés entre l'entité publique en charge de la production - UEGCL (*Uganda Electricity Generation Company Limited*) et des opérateurs privés. **Cependant depuis 2 ans, le gouvernement a entrepris un mouvement de nationalisation des actifs productifs.** En février 2022, la propriété de la centrale thermique de Namanve (50 MW) a été transférée par voie contractuelle du norvégien Jacobsen Elektro à UEGCL et en février dernier les licences d'exploitation de 2 centrales hydroélectriques d'une puissance de 380 MW (Nalubaale and Kiira Hydropower) opérées par Eskom n'ont pas été renouvelées témoignant de la volonté du gouvernement de reprendre le contrôle de ces actifs stratégiques.

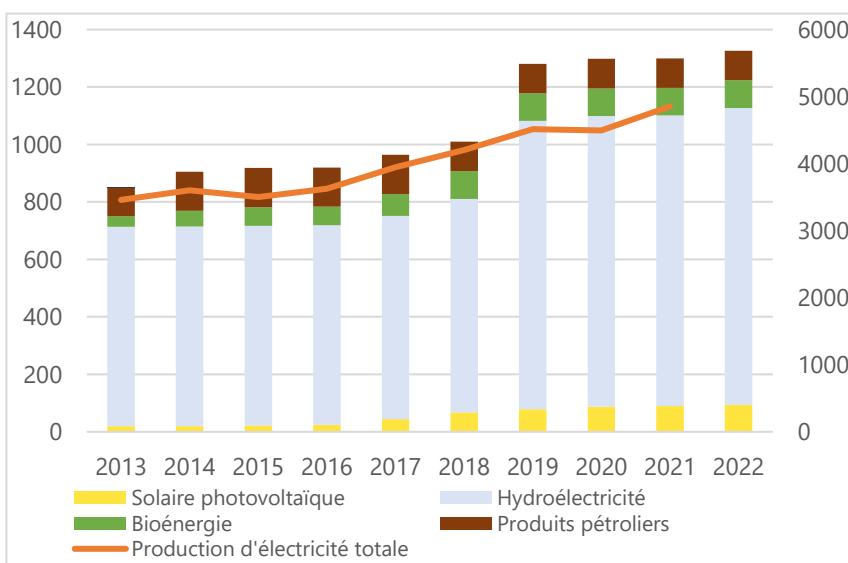


Figure 8 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production totale d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Pour autant, l'accès à l'électricité demeure un défi majeur en raison d'un réseau de transport et de distribution sous-performant

Selon l'Agence Internationale de l'Energie, l'Ouganda est, malgré une amélioration au cours des 10 dernières années, l'un des 20 pays au monde où l'accès à l'énergie est le plus difficile (26 millions de personnes sont sans accès à l'électricité). L'électron ne représente que 2,3 % de la consommation d'énergie, l'essentiel (80 %) étant couvert par la biomasse rudimentaire (bois, charbon). Si 57 % de la population

consomme de l'électricité, seul 19 % est connectée au réseau (*on-grid*) et 38 % utilise des solutions décentralisées. Ainsi la demande de pointe n'excède pas 850 MW et ne représente que 63 % de la production. L'industrie consomme environ 66 % de l'électricité totale, les ménages et les PME consomment respectivement 22 % et 13 %.

La transmission et la distribution, maillons faibles de la chaîne de valeur de l'énergie électrique, ne sont pas en mesure d'absorber l'électricité injectée sur le réseau, conduisant à des délestages sur la production voire à des pannes à grande échelle. Ce déséquilibre s'explique par la faible couverture des réseaux de transmission et de distribution nationaux ainsi que par le coût élevé de connexion. Le gouvernement s'est fixé pour objectif d'atteindre 60 % de personnes connectées au réseau d'ici 2027 et 100 % d'ici 2040, ce qui suppose de gros efforts d'investissement et un recours important aux solutions hors-réseau.

- **Le réseau de transmission, géré par la compagnie nationale *Uganda Electricity Transmission Company Limited (UETCL)*, est sous-investi.** Long de 3385 km (contre 2570 en 2018), il est composé de 1002 km de lignes de 220 kV, 2348 km à 132 kV et 35 km à 66 kV. D'ici 2027, le gouvernement prévoit de quadrupler sa longueur à 13 000 km. Ce secteur est peu investi par le secteur privé et ne fait pas l'objet à ce jour de PPP. Un projet a toutefois été annoncé en juin 2023, pour la réhabilitation de 4 sous-stations, développé et financé par *Gridworks*, plateforme d'investissement détenue intégralement par le *British International Investment (BII)*.
- **Le réseau de distribution est vétuste et dominé à 97 % par un acteur privé (*Umeme*⁶) actif dans les grandes villes.** Sa licence d'exploitation prendra fin en 2025 et sera transférée à la compagnie nationale en charge de la distribution (*UEDCL*). Les régions plus rurales sont, elles, gérées par des acteurs multiples et non coordonnés engendrant des pertes techniques et commerciales. Il convient de noter que le réseau de distribution a été densifié (+39 % en 5 ans à 62690 km fin 2022) essentiellement grâce aux extensions du réseau par l'Agence d'Électrification Rurale mais de nombreuses localités restent insuffisamment desservies. Les tarifs sont relativement élevés mais devraient continuer à baisser avec l'entrée en service des nouvelles centrales, sous réserve d'un renforcement des capacités de transport et de distribution. Selon la grille tarifaire adoptée début 2020, ces tarifs sont en légère baisse : 0,2 USD/kWh pour les ménages (0,07 USD pour les très petits consommateurs), 0,17 USD pour les commerçants et industriels et 0,08 USD pour les très gros consommateurs.

Pour répondre à la pression démographique, le gouvernement affiche une politique énergétique ambitieuse, recentrée sur l'Etat, qui devra néanmoins mobiliser l'expertise internationale

Le ministère de l'énergie, appuyé par la coopération allemande (GIZ) a lancé officiellement le 13 septembre dernier sa politique énergétique, exercice qui n'avait pas été renouvelé depuis 2002.

Dans un contexte international marqué par une hausse des coûts énergétiques et tenant compte de la pression démographique (70 M de personnes d'ici 2040 contre 48 M actuellement), cette politique, évoque la nécessité d'un mix énergétique diversifié (*Figure 9*), incluant le nucléaire, pour atteindre d'ici 2040 un objectif de 52 GW de capacités installées et un effort d'investissement massif estimé à 245 Mds USD. On peut douter du caractère réaliste d'une telle augmentation projetée de la production et donc de la consommation. L'augmentation correspondante de la demande serait de plus 25 % par an en moyenne annuelle, très au-dessus des chiffres passés ou même des taux observés dans les économies émergentes en croissance économique rapide (10-15 % par an maximum). Toujours, selon les estimations officielles la demande de pointe devrait croître de 50 % d'ici 2027 à 1250 MW.

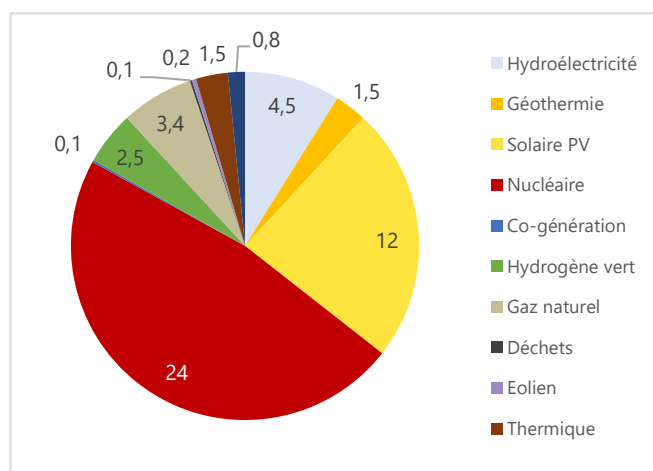


Figure 9 : Objectif de mix électrique à horizon 2040 (MW)

⁶ Umeme est détenue à 56 % par Globeleq et 46 % par Eskom

Le secteur de l'électricité, auparavant salué par plusieurs observateurs et bailleurs (notamment Banque Mondiale) pour sa profonde libéralisation fait l'objet d'une nationalisation progressive. Ainsi le gouvernement a pris la décision en février 2021 de ne pas renouveler les licences d'exploitation d'Eskom et d'UMEME et de les céder à une entité publique unique, UNEC (*Uganda National Electricity Company*), en cours de création, qui fusionnerait les 3 opérateurs publics UEGCL, UETCL et UEDCL. L'objectif des autorités est de mieux articuler les activités production, transmission et distribution et de faciliter le développement de projets intégrés. La place du secteur privé reste pour le moment à déterminer. A noter que la supervision du secteur a été confiée à un régulateur indépendant, l'*Electricity Regulatory Authority* créé en 2000 et salué à plusieurs reprises par la Banque Africaine de Développement pour ses performances de gestion.

Le secteur électrique est investi par l'expertise internationale dont la France. La Chine a fortement investi dans le secteur électrique en particulier dans la méga-centrale électrique de Karuma (600 MW). Le coût du projet de 1,7 Md fait l'objet d'un financement de l'*Exim Bank of China* à hauteur de 85 % (le solde de 15% étant financé par le gouvernement ougandais) et la construction a été confié à *Sinohydro*. Cette dernière a choisi en 2015 la filiale chinoise d'Alstom pour la fourniture six groupes turbo-alternateurs Francis de 100 MW ainsi que les équipements auxiliaires d'une valeur de 58 MEUR. De son côté, Engie Energy Acess intervient dans l'électrification rurale avec des solutions solaires décentralisées.

L'AFD demeure un partenaire stratégique essentiel pour les entreprises publiques ougandaises, tant dans la génération que la transmission et la distribution. Elle finance actuellement des projets d'électrification rurale et de lignes de transmission, et se positionne comme le principal bailleur pour le financement de la réhabilitation de la centrale emblématique de Nalubaale. En qualité de co-président du Groupe des bailleurs dans le secteur de l'énergie, l'AFD exerce également une influence majeure dans le soutien technique apporté au Ministère de l'Énergie.

Communauté d'Afrique de l'Est – Rwanda

Par l'Ambassade de France au Rwanda



Une progression constante sur tous les indicateurs mais de nombreux défis encore à relever

Le Rwanda s'est fixé des objectifs ambitieux en matière de production et d'accès à l'électricité. Si le pays connaît des progrès constants depuis 2 décennies beaucoup de travail reste nécessaire pour atteindre l'objectif d'accès universel à l'électricité. Le Rwanda bénéficie du soutien des bailleurs qui multiplient les projets en matière de transmission, de production, de distribution et d'accès à l'électricité. Néanmoins, malgré des avancées dans ce domaine, l'électricité ne représente toujours que 2 % de la consommation d'énergie finale au Rwanda.

Priorité à l'accès universel à l'électricité d'ici 2024

Selon le recensement de la population rwandaise d'août 2022, le taux d'accès à l'électricité au Rwanda se situe dans la fourchette haute en Afrique de l'Est avec 61 % des ménages. Ce taux reste éloigné de pays comme le Kenya (76,5%) mais devant l'Ouganda, la Tanzanie et le Burundi. L'objectif d'un accès universel à l'électricité pour 2024 semble désormais inatteignable. Néanmoins, les progrès récents réalisés par le Rwanda restent remarquables, le taux d'accès n'était en effet que de 17,9 % en 2012 et 5 % en 2002. **L'accès à l'électricité reste inégal** entre les zones urbaines (84,6 %) et les zones rurales (51,3 %). Afin de pallier à ces différences, le gouvernement rwandais travaille au développement de solutions hors réseaux ainsi qu'à l'amélioration et la croissance de son réseau national. Ainsi, le nombre de personnes connectées au réseau a progressé de 1,3 millions de personnes entre juillet 2021 et mai 2022 (+8,2 %) et le nombre de personnes ayant accès à des solutions d'électricité hors réseaux s'est apprécié de 580 000 personnes (+21 %) sur la même période. Ainsi, 41 % des ménages ont accès au réseau tandis que 14 % ont accès à des solutions hors réseaux (principalement solaires). L'objectif fixé par le gouvernement, pour atteindre l'accès universel, est de connecter 69,1 % des ménages au réseau et 30,1 % à des solutions hors réseau.

Malgré les progrès réalisés en matière d'accès à l'électricité, **l'utilisation de celle-ci demeure l'une des plus faibles de la zone AEIO avec 2 % de la part de l'énergie finale consommée**. Les sources traditionnelles d'énergie (charbon de bois et autres biomasse) restent très majoritaires dans la consommation énergétique finale avec des conséquences négatives majeures à la fois économiques, sociales et environnementales. Ainsi, la consommation électrique par habitant se situe à un niveau particulièrement faible de 0,06 MWh.

La réforme du secteur de l'énergie en 2014 a permis la création de Rwanda Energy Group (REG) et de deux filiales : (i) *Energy Utility Corporation Ltd* (EUCL), qui opère et entretient les centrales existantes, le réseau de transmission et de distribution, et fournit l'électricité au client final. (ii) *Energy Development Corporation Ltd* (EDCL), qui est en charge d'accroître l'investissement dans de nouveaux projets énergétiques, développe le réseau de transport d'électricité, planifie et exécute les projets d'accès à l'énergie. Un cadre réglementaire a été mis en place afin de favoriser le développement de projets dans le secteur, via des taux d'impositions préférentiels pour quelques sous-secteurs clés et le développement d'un cadre pour les PPP depuis 2016.

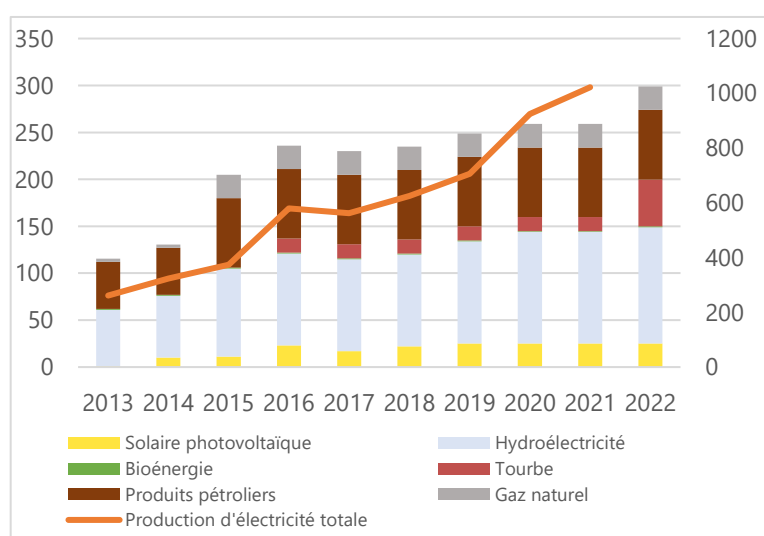


Figure 10 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Les priorités du gouvernement rwandais en matière d'électricité sont : i) l'augmentation de l'accès à l'électricité et la promotion de solutions hors-réseau abordables ; ii) la réalisation des projets en cours de génération, transmission et distribution d'électricité ; et iii) la poursuite du renforcement et de l'extension du réseau national. **Le Rwanda dispose d'une capacité installée de 299,0 MW.** L'hydroélectricité représente 41,5 % (124 MW) suivie par les produits pétroliers 24,8 % (74 MW) et la tourbe (16,7 % soit 50 MW). Les énergies renouvelables représentaient 58,3 % de la production d'électricité au Rwanda en 2021. Le Rwanda dispose ainsi de suffisamment de capacité de production par rapport à la demande énergétique du pays. Plusieurs projets devraient porter cette capacité à 556 MW d'ici la fin de la décennie à la faveur d'une augmentation de la démographie, un développement industriel et des perspectives commerciales dans la région.

Néanmoins, la qualité du réseau rwandais reste sujette à amélioration. Si celui-ci est pourtant bien développé avec 33 sous-stations et 10 520 km de ligne moyenne tension et 18 465 km de ligne basse tension les pertes électriques enregistrées s'élèvent à 19,3 % alors que le gouvernement s'est fixé pour objectif 15 %. De plus, le pays connaît toujours des coupures de courant (44 enregistrées et plus de 18 heures cumulées en 2022).

Avec le soutien de plusieurs bailleurs internationaux et sur fonds propres, plusieurs projets sont en cours au Rwanda

Afin d'atteindre ses objectifs, le Rwanda s'est doté d'un budget de 180 MEUR en 2022/2023 : 77,7 % pour la transmission et la distribution ; 8,4 % pour la génération ; 6,1 % pour l'amélioration de l'efficacité énergétique.

De nombreux bailleurs sont impliqués dans des projets électriques au Rwanda notamment la Banque Mondiale, la JICA, la Banque Africaine de développement et la KfW. L'Agence Française de Développement intervient principalement sur des sujets d'électrification rurale en raccordant 150 000 ménages au réseau national dans le nord et l'ouest du pays. Plusieurs projets sont également en cours de développement comme le Shema Methane Project (56 MW), la centrale hydroélectrique de Nyabarongo (43,5 MW), la réhabilitation de Ntaruka HPP (11,2 MW). Le projet Ruzizi III entre le Rwanda, Burundi et la RDC (206 MW dont 68,7 MW pour le Rwanda) connaît d'importants retards en amont de son lancement tandis que le projet de Rusumo (Rwanda, Burundi et Tanzanie), financé par la BAD, est lui dans sa phase d'achèvement. Conscient de sa surcapacité, le Rwanda projette de raccorder son réseau à ceux de la RDC et du Burundi, déficitaires, mais les relations entre ces pays rendent cette perspective pour l'instant improbable.

Le Rwanda développe par ailleurs des ambitions pour des projets innovants de génération d'électricité. Le pays a annoncé en septembre 2023 la signature d'un accord avec la société germano-canadienne Dual Fluid d'un prototype de réacteur nucléaire qui à terme pourrait générer de l'électricité dans le pays. Autre projet emblématique : l'alimentation du réseau électrique par le gaz méthane stocké par le lac Kivu⁷. Le Rwanda produit depuis plusieurs années de l'électricité de cette manière et d'autres projets sont actuellement en développement. Le Rwanda travaille par ailleurs à la réhabilitation de centrales de tourbe afin d'être plus aligné avec ses objectifs climatiques.

Plusieurs entreprises françaises interviennent au Rwanda notamment dans la génération avec la société Hydroneo pour des projets hydro-électriques à Kavumu (334 kW) et Nyarahindwe (968 et 365 kW). La société Cegelec (Vinci Energies) est active sur le projet d'électrification rurale financé par l'Agence Française de Développement et sur des sujets de transmission dans le pays. Engie Energy Access développe des solutions hors réseaux. Egis est actif sur les études de faisabilité de certains projets. Enfin le groupe TotalEnergies a signé un MoU avec le gouvernement du Rwanda prévoyant notamment de la production hydro-électrique et des solutions de stockage d'énergie pour le réseau. **Les opportunités pour les sociétés françaises en matière de génération sont faibles compte tenu de la surcapacité du réseau existant et de la file d'attente des projets en cours.** Dans le domaine du hors réseau et des solutions décentralisées des opportunités existent mais l'étroitesse du marché rend ces perspectives complexes. Les principales opportunités dans le domaine électriques sont dans les solutions d'appui sur les problématiques de transmissions et distribution du réseau actuel. Des opportunités sont également possibles en sous-traitance des gros projets de génération tels que Ruzizi III.

⁷ Ce lac profond de 2 400 km² à la frontière entre la RDC et le Rwanda, contient de fortes concentrations de ce gaz dissous ainsi que de CO₂. Il est estimé que le méthane du lac Kivu (60 Mds m³) est suffisant pour générer 700 MW d'électricité sur 55 ans.

Communauté d'Afrique de l'Est – Soudan du Sud



Par le SE de Kampala

Les défis de l'accès à l'électricité au Soudan du Sud

Après de longues années de guerre (d'indépendance puis civile), le Soudan du Sud souffre aujourd'hui d'un déficit d'accès à l'électricité avec un des pourcentages parmi les plus faibles au monde. Le secteur électrique, très peu développé, est déficient à chaque maillon de la chaîne de valeur (génération, transmission et distribution). Alors que le pays possède un véritable potentiel hydroélectrique, les perspectives de développement sont nuancées par un cadre institutionnel défaillant et l'absence de financement. Des succès industriels privés sont néanmoins possibles à l'image de l'expérience de JEDCO. Le recours à des solutions décentralisées et aux importations régionales contribuent à sécuriser tant bien que mal l'approvisionnement électrique à court terme.

Un réseau national quasi inexistant et un accès à l'électricité parmi les plus faibles au monde

Les capacités installées essentiellement thermique sont d'environ 109 MW mais seulement 70 % de celles-ci sont opérationnelles et essentiellement situées dans la capitale. Conséquence de la structure de production, le tarif moyen pour les consommateurs (0,43 USD/ kWh) révisé en 2017 et toujours en vigueur, est l'un des plus élevés du continent alors qu'il bénéficie pourtant de subventions pour amoindrir les coûts très élevés de production (0,75 USD/kWh) liés à l'exploitation des générateurs diesel.

Le Soudan du Sud dispose d'un potentiel hydroélectrique d'une capacité potentielle de 2100 MW mais compte-tenu de l'absence de financement et d'investisseurs, son développement paraît limité à court terme.

Le taux d'accès à l'électricité est l'un des plus faibles au monde (7,8 % en 2022 selon la Banque Mondiale). Cela est induit par la quasi inexistence du réseau électrique, caractérisé par des ruptures de charges fréquentes. Le nombre total de clients connectés au réseau est estimé à 30 000 (soit moins de 1 % de la population), dont 20 000 dans la seule ville de Juba, où ils sont équipés de compteurs prépayés et analogiques. Les autres consommateurs, pouvant se le permettre, ont accès à une électricité intermittente générée des générateurs diesel ou des systèmes solaires autonomes. **Cette instabilité du secteur électrique – faible niveau de production d'électricité, associé à des réseaux de transmission et de distribution insuffisants** – a un effet négatif sur le niveau de vie de la population et freine le développement des entreprises.

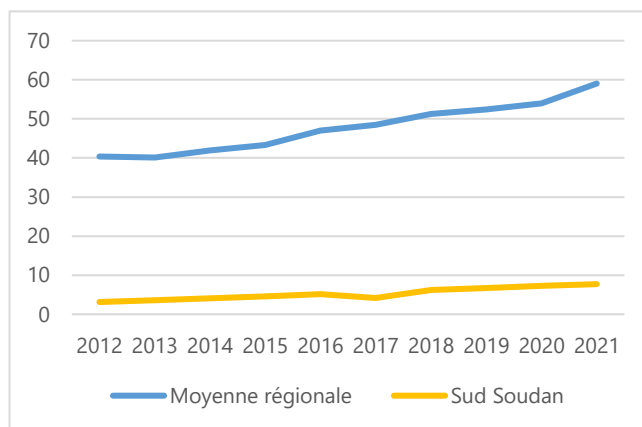


Figure 11 : Evolution du taux d'accès à l'électricité en % de la population totale entre 2012 et 2021 (Banque Mondiale)

Une organisation institutionnelle défaillante

Le cadre réglementaire est encadré par 2 textes fondamentaux⁸. Il confie la gestion du secteur de l'électricité au ministère de l'énergie et des barrages qui dispose pour l'exécution de sa politique d'une compagnie publique, la SSEC, à l'autonomie financière très limitée.

Les difficultés du secteur ont porté atteinte à la légitimité des deux institutions publiques et favorisé l'essor d'un cadre réglementaire ad-hoc non codifié. La compagnie JEDCO (*Juba Electricity Distribution Company*), une co-entreprise détenue majoritairement par un groupe privé érythréen, avec comme partenaire minoritaire SSEC, parvient à assurer un service de qualité dans la capitale grâce à son investissement de 290 MUSD dans une centrale (32 MW) située à l'entrée de la ville. Elle a en outre débauché de nombreux cadres de

⁸ Loi de 2011 établissant une compagnie nationale et loi du secteur électrique de 2013

SSEC et affiche de bonnes performances opérationnelles et commerciales avec des pertes techniques inférieures à 10 %, une disponibilité du parc de 95 % (l'opérateur déplore en 2023 une seule panne importante ayant entraîné des délestages pendant un mois) et un taux de facturation proche de 100 %.

Le secteur électrique bénéficie de l'appui des bailleurs internationaux

La Banque Africaine de Développement a financé un projet de réhabilitation et d'expansion du système de distribution d'électricité de Juba, d'un montant de 38 MUSD, ce qui a permis de rétablir l'approvisionnement en électricité dans le quartier central des affaires de Juba (construction d'une ligne moyenne tension de 145 km et d'une ligne basse tension de 250 km avec 145 transformateurs installés).

La Banque mondiale de son côté travaille sur le financement de solutions hors-réseau. Les sites autonomes décentralisés apparaissent comme étant les solutions les plus faciles à déployer notamment dans les camps de réfugiés.

Des accords de coopération régionales

Des projets d'interconnexion avec les pays voisins sont également négociés pour accroître les importations d'électricité. Un contrat d'achat d'électricité (PPA) a été conclu en 2022, entre le Soudan du Sud et l'Éthiopie portant sur la réalisation d'une étude de faisabilité et la construction d'une ligne de transmission entre les deux pays, en vue de la fourniture de 100 MW (et à terme 400 MW) par l'opérateur public éthiopien (EEP). En juin dernier, l'Ouganda et le Soudan du Sud ont trouvé un accord-cadre similaire pour la construction d'une ligne de transmission de 308 km entre Olwiyo et Juba alimentée par la centrale hydro électrique ougandaise de Karuma en cours de finalisation.

Une présence française limitée

La présence française est limitée mais quelques entreprises prospectent ce marché depuis leur siège régional en proposant des solutions d'accès à l'énergie individualisées souvent en lien avec les ONG pour les accompagner dans l'amélioration des conditions de vie dans les camps de réfugiés.

Communauté d'Afrique de l'Est – Tanzanie

Par le SE de Dar es Salam



Le secteur électrique, un secteur prioritaire pour le gouvernement mais qui reste très fragile financièrement.

La production d'électricité en Tanzanie a atteint 8 TWh en 2022 pour une capacité installée de 2 GW, le gaz prenant une part croissante sur l'hydroélectricité dans le mix énergétique depuis 20 ans. La Tanzanie est dotée de grandes capacités renouvelables encore sous-exploitées, qui pourraient être décisives dans l'atteinte des objectifs d'électrification du pays. Le pays souhaite atteindre une consommation d'électricité par habitant de 490 kWh par an et construire une économie axée sur l'industrie pour devenir un pays à revenu intermédiaire supérieur d'ici 2025/2026. Le système électrique tanzanien est confronté à de fréquentes pannes de courant et à des déficits récurrents de l'opérateur public. Les partenaires au développement sont particulièrement impliqués dans le financement des projets du secteur (production, transport, distribution). La France est active dans ce secteur via l'AFD et les opportunités sont encore vastes pour le renforcement du réseau électrique dans le pays.

Un mix électrique majoritairement fondé sur le gaz et l'hydraulique avec des besoins importants dans la fiabilisation du réseau de transport et de distribution

Le mix électrique de la Tanzanie dépend à 56,6 % du gaz, à 40,4 % des ressources hydrauliques, à 1,9 % de la biomasse et à 0,6 % de combustibles liquides.

La Tanzanie étant sujette aux sécheresses, l'hydroélectricité, qui composait à 96 % son mix électrique en 2003, a été progressivement complétée par du gaz afin de réduire sa dépendance aux aléas climatiques. Les énergies renouvelables représentent en 2022, 34,2 % des capacités installées (contre 54,4 % en 2010) et 42,8 % de la production d'électricité (54,5 %). Le taux d'accès à l'électricité a nettement augmenté ces dernières années passant d'à peine 15 % en 2012 à 42,7 % en 2021. Ce succès masque toutefois l'important contraste entre les zones urbaines, où 77,3 % de la population a accès à l'électricité, et les zones rurales (23,3 %).

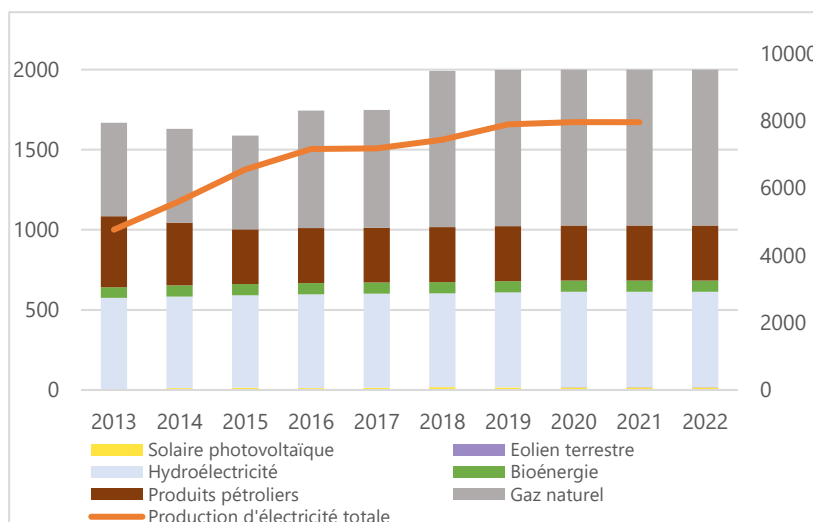


Figure 12 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

La Tanzanie a de grandes réserves de gaz naturel offshore dans sa région côtière à l'est du pays, qu'elle a commencé à commercialiser à partir du début des années 2000. La découverte en 2016 d'un nouveau gisement de 2,17 milliards de pieds cubes de gaz dans la même région géographique porte à présent à 57 000 milliards de pieds cubes l'ensemble des réserves prouvées de gaz naturel du pays. Idéalement situées, directement sur la côte et à quelques centaines de kilomètres au sud de Dar Es Salam, l'enjeu réside donc dans l'acheminement du gaz dans le reste du pays pour la génération électrique. Les encombrements institutionnels et l'imprévisibilité des réglementations en matière de ressources naturelles freinent toutefois les initiatives.

La part de l'hydroélectricité dans le mix électrique s'est très fortement réduite à partir des années 2000 en lien avec la volonté de diversification du mix par les pouvoirs publics. Aujourd'hui, l'hydroélectricité représente 40,4 % de la production, soit une capacité productive de 595 MW. Mais la Tanzanie ayant un potentiel hydroélectrique de 4,7 GW exploité qu'à hauteur de 12 %, de nombreux projets sont à l'ordre du jour. Le plus emblématique est le projet de barrage hydraulique Julius Nyerere, dont la mise en production est annoncée d'ici 2024/2025 (mais qui aurait pris du retard selon le constructeur égyptien Al Suweidi), et qui aura une capacité de 2115 MW – soit le deuxième plus grand en termes de capacité en Afrique de l'Est, après le barrage de la Renaissance en Ethiopie. D'autres projets de moindre ampleur sont en cours de construction,

comme les barrages Ruhudji (358 MW) et Rumakali (222 MW) dans la région de Njombe. La Tanzanie profite aussi de ses capacités hydrauliques pour construire des petits barrages hors-réseau, qui viennent compléter le photovoltaïque hors-réseau dans les régions rurales reculées de Tanzanie.

Le potentiel éolien, solaire et géothermique reste pour le moment sous-exploité par les pouvoirs publics.

La Tanzanie abrite un potentiel géothermique jusque-là estimé à 650 MW. De grandes étendues en Tanzanie accueillent des vents de 8 à 9 m/s et sa position géographique à l'équateur lui accorde 2 800 à 3 500 heures d'ensoleillement par an, potentiels jusque-là inexploités. La Tanzanie a investi dans le tout premier parc éolien à Mwenga (2,4 MW), qui a commencé à produire de l'électricité en 2020 et dans la première centrale géothermique au lac Ngozi (200 MW)⁹, prévue pour entrer en opération en 2025. Concernant l'énergie photovoltaïque, les pouvoirs publics ne semblent pas disposer à investir massivement, mais encouragent les acteurs privés à s'y intéresser depuis la suppression de la TVA et des taxes à l'importation des principaux composants des panneaux solaires.

Un système en sous-production face à une demande croissante d'électricité

Tanzania Electric Supply Company Limited (Tanesco), entité publique détenue à 100% par l'Etat, assure l'essentiel de la production d'électricité du pays et est la seule autorité responsable du développement de l'exploitation, du transport et de la distribution de l'électricité dans le pays. Au cours de l'exercice 2021/22, la propre production de la société a contribué à hauteur de 81 % au total des unités d'électricité produites et les 19 % restants ont été achetés auprès de producteurs indépendants privés (PEI), de petits producteurs d'électricité (SPP) ou importés des pays voisins.

Le secteur de l'énergie est réglementé par l'Autorité de régulation des services publics de l'énergie et de l'eau (EWURA) qui relève du ministère de l'Énergie. L'Agence de l'énergie rurale (REA) créée en 2007 est responsable de l'expansion du réseau desservant les communautés isolées. La Tanzanie a créé le Rural Energy Board (REB), l'Agence de l'énergie rurale (REA) et le Fonds pour l'énergie rurale (REF) pour promouvoir, stimuler et faciliter l'accès aux services énergétiques modernes dans les zones rurales. Bien que le gouvernement ait adopté une réglementation en 2016 visant à dégroupier verticalement les activités de production, de transport et de distribution de Tanesco, afin de créer un marché de l'électricité compétitif, aucun progrès vers une opérationnalisation n'a encore été réalisé.

Depuis début septembre 2023, les Tanzaniens sont confrontés au rationnement de l'électricité (délestages organisés et annoncés) après que Tanesco a révélé que les niveaux d'eau de bon nombre de leurs barrages avaient baissé. La baisse des niveaux d'eau a affecté des stations telles que Kihansi, Kidatu et Pangani, entraînant un déficit sur le réseau national d'environ 350 MW, ce qui équivaut à 17,5 % de la production totale. Le gouvernement a déclaré qu'il prenait des mesures immédiates pour augmenter la production à l'aide de gaz naturel en accélérant la maintenance de certaines de ses stations, notamment la centrale, Kinyerezi I qui produit 185 MW, Ubungu III (112 MW). **Le système électrique reste confronté à plusieurs difficultés, liées à la capacité du réseau de transport, la fiabilité et qualité du réseau de distribution souvent vieillissant,** du vandalisme et des connections illégales, causes de nombreuses pertes techniques et commerciales. Le directeur général, a déclaré que Tanesco perdait environ 7 MUSD par mois en raison de la non-efficacité, d'une perte de puissance et de problèmes techniques et non techniques.

Le pays est confronté à une sous-capacité en raison d'un écart croissant entre les capacités installées et la demande qui augmente de plus en plus. Les capacités théoriques installées – 2 GW en 2022 – ne permettent pas de répondre à la demande actuelle de 1,4 GW, qui croît de plus de 10 % par an ces dernières années, obligeant la Tanzanie à importer de l'électricité à ses voisins ougandais, zambien et kenyan chaque année. La Tanzanie se distingue également par le nombre et la durée de ses coupures de courant. Le coût de l'électricité reste relativement abordable, en dessous de la moyenne régionale, avec un prix de 0,099 USD/kWh pour les ménages et de 0,102 USD/kWh pour l'industrie.

⁹ Développé par la Tanzania Geothermal Development Corporation (TGDC), filiale de Tanesco. Le coût du projet est estimé à 144 MUSD. Les sources de financement restent toutefois inconnues à l'heure actuelle, à l'exception de 8,9 MUSD issus du gouvernement.

Des acteurs français présents dans le secteur

De nombreux bailleurs ont investi dans ce secteur et financent des projets mis en œuvre par TANESCO.

L'AFD est l'un des plus importants bailleurs bilatéraux de la Tanzanie dans ce secteur. Les interventions de l'AFD dans le secteur se concentrent sur (i) le renforcement des capacités de transport d'électricité, en privilégiant les projets d'intégration régionale, (ii) l'électrification rurale, (iii) le développement des capacités de production de source renouvelable et (iv) de manière plus transversale, l'efficacité énergétique. L'AFD finance plusieurs projets d'investissements sur ce secteur avec des financements de plus de 500 MEUR depuis 10 ans. Parmi les projets financés par l'AFD figurent le projet d'interconnexion électrique Tanzanie-Zambie (prêt concessionnel 100 MEUR), la centrale solaire de Shinyanga 50 MW et le renforcement du réseau de transport (prêt concessionnel 130 MEUR) et la centrale hydroélectrique de Kakono 87 MW (prêt concessionnel 110 MEUR).

Malgré les changements réglementaires et les difficultés financières du secteur, plusieurs entreprises françaises sont déjà dans le secteur et d'autre en phase de prospection.

Engie est présent en Tanzanie à travers sa filiale *Engie Energy Access*, créée en 2020 pour réunir sous une seule et même entité les activités d'Engie dans le domaine de l'électrification hors-réseau en Afrique : construction de mini-réseaux (via *PowerCorner*, acquis en 2015) et distributeur de kits solaires domestiques (*Fenix International* acquis en 2018 ; *Mobisol* acquis en 2019). Les filiales *PowerCorner* et *Mobisol* sont présentes en Tanzanie : *PowerCorner*, fin 2022, exploitait 12 mini-réseaux d'électricité photovoltaïque en système de paiement *Pay-As-You-Go* et *Mobisol* commercialise des kits solaires domestiques d'une capacité totale de 40 à 200 MW en système de paiement *Pay-As-You-Go*. Parmi les autres entreprises françaises intéressées par le développement de projets ENR en Tanzanie figurent principalement Total Énergies (solaire), Engie Power (solaire et éolien), Sagemcom (solaire, mini hydraulique) ou Akuo (solaire).

Indicateurs régionaux : Communauté d'Afrique de l'Est

Indicateurs Pays	Burundi	Kenya	Ouganda	Rwanda	Sud Soudan	Tanzanie
<i>Population (M hab.) BM 2021</i>	12,6	53,0	45,9	13,5	10,7	63,6
<i>Croissance démographique (%) BM 2015-2021</i>	2,6	2,1	3,3	2,4	-0,6	3,2
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	166	56	116	38	185	141
<i>Rang Indice de corruption - Transparency international 2021</i>	169	128	144	52	180	87
Macroéconomie						
<i>PIB (Mds USD) FMI 2022</i>	3,7	114,9	48,4	12,1	4,8	76,6
<i>PIB par habitant (USD) FMI 2022</i>	292,6	2255,5	1105,6	912,7	327,9	1245,0
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI 2022</i>	3,3	5,3	4,4	6,0	6,5	4,5
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI 2022</i>	17,3	7,4	6,4	9,5	17,6	4,0
Finances Publiques						
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI 2022</i>	-7,3	-7,0	-5,5	-6,4	3,0	-3,1
<i>Dette publique (%PIB) FMI 2022</i>	66,4	69,4	52,2	68,1	52,3	39,5
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI 2021</i>	18,9	30,8	30,1	48,4	-	28,8
Echanges						
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED 2021</i>	-26,1	-11,6	-10,7	-12,3	-12,0	-5,2
<i>Exportation française vers (MEUR) Douanes françaises 2022</i>	9,6	174,5	59,7	32,2	3,6	71,3
<i>Importation française depuis (MEUR) Douanes françaises 2022</i>	1,5	142,7	24,8	6,2	0,2	35,8
<i>Balance courante (%PIB) FMI 2022</i>	-14,9	-5,9	-8,0	-12,6	8,6	-4,4
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) BM 2020</i>	1,6	3,1	2,8	2,7	1,3	0,5
<i>Réserves de change (mois d'import) BM 2021*</i>	0,9	4,8	4,1	5,6	0,5	5,4
Développement						
<i>IDH BM 2020</i>	0,43	0,60	0,54	0,54	0,43	0,53
<i>Espérance de vie à la naissance ONU 2015-2020</i>	61,0	66,2	62,8	68,4	57,4	64,8
<i>Taux de pauvreté (< 1,90 USD/jours, %) BM 2018*</i>	72,8	37,1	41,0	56,6	76,5	49,4
<i>Emissions de CO² par habitant (tonnes) BM 2019</i>	0,1	0,4	0,1	0,1	0,2	0,2
Notation Dette Souveraine						
<i>S&P</i>	-	B	B+	B+(-)	-	-
<i>Moody's</i>	-	B2(-)	B1(-)	B2(-)	-	B2(+)
<i>Fitch</i>	-	B+(-)	B+	B+(-)	-	-
Politique Monétaire						
<i>Taux directeur*</i>	5,93	8,75	10,00	6,50	-	5,00

*Dernière donnée disponible

Corne de l'Afrique – Djibouti

Par le SE d'Addis-Abeba



Des besoins en production électrique qui ouvrent des perspectives d'implication croissante du secteur privé

La production d'électricité à Djibouti a atteint 125,6 GWh en 2022 pour une capacité installée réelle de 120 MW. Des projets d'énergie géothermique, solaire et éolienne pourraient positionner Djibouti comme un modèle en matière d'énergies renouvelables avec des objectifs gouvernementaux d'un accès universel à l'électricité et d'un mix 100 % renouvelable en 2035. Néanmoins le secteur fait actuellement face à une forte dépendance aux importations d'hydroélectricité depuis l'Éthiopie, au coût élevé de maintenance des centrales thermiques et à un faible réseau d'infrastructures en dehors de la capitale.

Un mix électrique carboné et en-deçà du potentiel énergétique du pays

L'entité publique en charge du secteur de l'énergie Electricité de Djibouti (EDD) dispose du monopole du transport, de la distribution et de la vente d'électricité. Seul le secteur de la génération est ouvert *de jure* à la concurrence, cela depuis 2015 (loi 88-AN-15-7).

EDD opère en 2022 une puissance installée de 110 à 120 MW reposant uniquement sur deux centrales thermiques fossiles vieillissantes qui ne couvrent, en moyenne, que 30 % des besoins en électricité du pays (42 % de puissance opérationnelle en moyenne pour une demande de pointe évaluée à 118 MW). Le reliquat est importé depuis 2011 grâce à la ligne d'interconnexion reliant Djibouti à l'Éthiopie, souvent congestionnée, permettant l'acheminement de 80 MW maximum. La construction d'une seconde ligne d'interconnexion, sur financement de la Banque Mondiale et de la Banque Africaine de Développement (coût total de 67 MUSD pour la partie djiboutienne) est en cours pour permettre l'importation de 220 MW supplémentaires.

Malgré l'introduction d'une électricité issue de l'hydroélectricité éthiopienne bon marché (prix PPA à 0,08 USD/kWh), les coûts d'exploitation et de maintenance des centrales et du réseau djiboutien vieillissants conjugués à des pertes techniques et commerciales importantes entretiennent **un coût de l'électricité élevé à Djibouti (prix de vente moyen de 0,29 USD/kWh)**. Cette électricité chère et très dépendante des importations est considérée comme un frein à l'attractivité et à la diversification économique du pays¹⁰.

Les besoins d'approvisionnement du pays pourraient atteindre entre 300 et 460 MW d'ici à 2030 sur la base d'une augmentation annuelle de la demande estimée entre 8 et 12 % par la Banque Mondiale. En effet, les réservoirs de croissance de la demande djiboutienne sont importants aussi bien au niveau des particuliers (taux d'accès à l'électricité de 61,8 % en 2020 et 24,8 % en zone rurale alors que le gouvernement affiche un objectif d'accès universel d'ici à 2035) que du secteur privé (enjeu d'intégration de structures commerciales et infrastructures comme les ports et les bases militaires étrangères au réseau¹¹).

De nouveaux projets de génération pour renforcer le système électrique djiboutien

Afin de répondre à la demande exponentielle d'électricité et de limiter sa dépendance aux importations (d'Éthiopie et de combustibles pour les centrales thermiques), **Djibouti s'est engagé à augmenter sa capacité de production et à décarboner son mix électrique d'ici à 2035 (Programme Vision 2035)**, s'appuyant sur un potentiel solaire, éolien et géothermique déclaré.

Cette transition vers un mix décarboné est incarnée par **deux projets de production d'énergie indépendante (IPP) renouvelable en cours** ; le premier étant le **parc éolien de Goubet (60 MW)** inauguré en septembre 2023. Construit par *Siemens Gamesa*, il a été financé, avec garantie MIGA, par le consortium *Red Sea Power*

¹⁰ D'après un rapport de la SFI de février 2022, l'accès à une énergie fiable et abordable représente 25 % des dépenses en OPEX des entreprises opérant à Djibouti.

¹¹ De nombreuses entreprises commerciales et industrielles, mais aussi des bases militaires (comme la France, les Etats-Unis et la Chine selon la Banque Mondiale) disposent de leurs propres générateurs pour suppléer l'approvisionnement d'EDD en cas de délestage de la charge ou bien encore pour s'auto-alimenter en électricité et ainsi contourner le coût élevé de l'énergie à Djibouti.

composé de l'*Africa Finance Corporation*, de la Banque de développement néerlandaise (FMO), du *Climate Fund Managers*, du *Great Horn Investment Holding* (société d'investissement de l'Autorité des ports et des zones franches de Djibouti) pour un coût estimé à 122 MUSD. Une fois opérationnel, le parc devrait permettre le doublement de la capacité de production opérationnelle du pays. Un autre projet IPP est en cours de développement avec l'entreprise émirienne *AMEA Power* (signature du contrat d'achat d'électricité en août 2023) pour la construction et la mise en service d'une **centrale photovoltaïque de 25 MW dans la région du Grand Bara** (sud-est du pays).

Les potentialités de la valorisation énergétique des déchets ¹² ainsi que de la géothermie sont également considérées pour de nouveaux projets IPP. S'agissant de la géothermie, le potentiel du pays aurait été évalué à 1 000 MW par l'Office Djiboutien de Développement de l'Energie Géothermique (ODDEG), entité créée en 2013 par la présidence djiboutienne pour gérer l'exploration et l'exploitation des ressources d'hydrogène dans le pays.

Le parc de production d'EDD devrait, dans une moindre mesure, être renforcé avec l'ajout de (i) deux centrales solaires avec stockage à Obock (1MW) et à Tadjourah (2 MW) dont la construction est assurée par la co-entreprise *Ausar Energy* ; (ii) le développement à termes d'un parc de 40 hydroliennes d'une capacité de 130 MW (prototype en cours d'installation par Eiffage Génie Civil en partenariat avec l'entreprise djiboutienne *Weco Weco*).

¹² Le gouvernement a signé un accord en août 2020 pour un projet d'incinérateur de déchets avec valorisation en électricité (35 MW) près de Damerjog à mettre en œuvre par l'Américain *CR Energy Concepts LLC*. Aucune avancée particulière n'est à noter depuis cette signature.

Corne de l'Afrique – Érythrée

Par le SE d'Addis Abeba



Une amorce de diversification vers les énergies renouvelables en cours

La production d'électricité en Érythrée a augmenté de 74 % entre 2000 et 2020, pour atteindre 378 GWh, avec une capacité installée de 151 MW. Le solaire occupe une part encore modeste dans le mix électrique, dominé par les énergies fossiles, mais cette part devrait augmenter fortement à la faveur d'un projet financé par la BAD. Alors que le gouvernement érythréen prévoit un accès universel à l'électricité et un mix 20 % renouvelable d'ici 2030, le secteur – fortement dépendant des importations pétrolières – fait face aux défis de consolidation de l'accès à l'électricité et de la soutenabilité financière de l'opérateur public.

L'Érythrée dispose d'un mix électrique peu diversifié avec plus de 95 %¹³ de l'électricité produite issue d'énergies fossiles (produits pétroliers). Le solaire et l'éolien représentent respectivement 4,1 % et 0,5 % de l'électricité produite en 2020. Malgré une capacité installée du réseau intégré de distribution d'électricité d'environ 151 MW (essentiellement des centrales au diesel), la capacité de génération effective se limiterait à 35 MW, en raison des pannes fréquentes et du manque de pièces de rechange. Une capacité supplémentaire de 96 MW devrait être disponible d'ici 2025 grâce aux interventions de la Banque arabe pour le développement économique en Afrique (BADEA) en faveur de la réhabilitation des capacités existantes.

Une stratégie pour l'amélioration de l'accès à l'électricité a été mise en place par le gouvernement érythréen en 2014, sans atteindre tous ses objectifs.

Elle visait à atteindre un taux d'électrification de 100 % et un mix énergétique composé pour moitié d'énergies renouvelables d'ici 2030¹⁴, objectif revu à la baisse ensuite (voir plus bas). Si l'objectif intermédiaire d'électrification rurale (15 % en 2020) a été largement atteint (37,5 % en 2021), les pertes techniques et commerciales représenteraient 23 % de la production totale (contre un objectif de 10 % prévu en 2020 selon le plan de 2014). Ces pertes, conjuguées à la trop grande dépendance vis-à-vis du diesel pour la production, se traduisent par des coûts de production élevés, estimés à 20 ct USD/kWh, à mettre en regard avec un tarif moyen fixé à 17 ct USD/kWh. L'entreprise publique ne peut, en l'état, générer les revenus nécessaires à l'entretien de son parc de production.

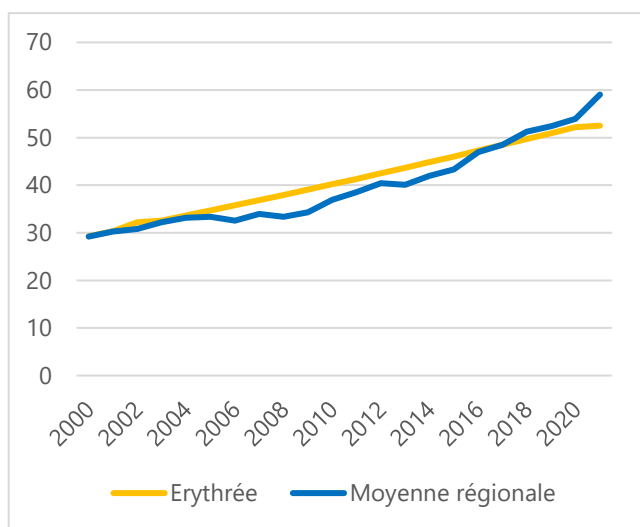


Figure 13 : Evolution du taux d'accès à l'électricité (% de la population totale) entre 2000 et 2021 (Banque Mondiale)

Plus récemment, en avril 2020, le gouvernement a publié le document Vision 2030. Ce document fixe les orientations en vue, entre autres, d'un développement rapide, inclusif et durable, caractérisé par une approche favorisant l'économie verte. La Vision 2030 identifie spécifiquement sept piliers d'action, dont l'économie verte et les infrastructures de base. Elle se fixe l'objectif plus modeste d'atteindre 20 % de la demande d'électricité au moyen de sources d'énergie renouvelables d'ici 2030. Le document précise plus particulièrement que « l'Érythrée entend se positionner de manière judicieuse et unique comme le premier et le principal pays d'Afrique en matière d'économie verte. À ce titre, les efforts visant à reconstruire et à déployer une structure énergétique durable pour l'Érythrée seront fondés sur les énergies renouvelables. »

En cohérence avec cette stratégie, le gouvernement s'est engagé dans un premier projet majeur sur financement de bailleurs. La BAD a approuvé en avril 2023 l'octroi d'une subvention de 49,9 MUSD pour la construction d'une ferme de panneaux photovoltaïques près de Dekemhare. Cette ferme, connectée au réseau

¹³ AIE, 2020

¹⁴ Rapport d'assistance technique de l'UE pour l'initiative Énergie durable pour tous - Afrique orientale et australe.

national, aura une capacité de production installée de 30 MW et sera dotée d'un système de stockage d'énergie par batterie de 15 MW/30 MWh. Elle devrait porter ainsi la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à 23 % selon la BAD. Le projet entend contribuer à résorber le déficit énergétique, à réduire les émissions de gaz à effet de serre de 42 910 tCO₂eq par an et à ramener le coût de production de l'électricité à 18,5 ct USD/kWh (contre 20 ct USD/kWh actuellement). Le potentiel ne manque pas pour multiplier les projets de ce genre. L'ensoleillement du territoire est exceptionnel, la plupart des régions du pays enregistrant un taux d'ensoleillement d'environ 6,5 kWh/m²/jour.

Le secteur énergétique reste caractérisé par un faible accès de la population à l'électricité et aux sources d'énergie modernes (forte dépendance à la biomasse) ; une faible qualité de l'approvisionnement en électricité (l'électricité n'est disponible que quelques heures par jour) ; une dépendance totale à l'égard des produits pétroliers importés pour la production d'électricité et une faible efficacité du secteur de l'électricité en raison d'équipements trop anciens. Par ailleurs, en raison d'un prix de vente en dessous des coûts de revient, l'entreprise publique érythréenne d'électricité¹⁵ ne génère pas de recettes suffisantes. Enfin, les investissements privés dans le secteur restent limités en raison d'un cadre des affaires peu sécurisé.

¹⁵ La société publique *Eritrean Electricity Corporation* est chargée de la production, du transport et de la distribution, de la gestion des ressources énergétiques et du développement des énergies renouvelables.

Corne de l'Afrique – Éthiopie

Par le SE d'Addis-Abeba



L'Éthiopie maintient l'objectif d'être la grande puissance énergétique régionale malgré des difficultés chroniques

L'Éthiopie entend devenir une puissance électrique régionale avec le GERD, plus grand barrage hydroélectrique d'Afrique. C'est déjà en partie le cas, le pays fournissant une énergie verte et bon marché à trois de ses voisins. Mais l'Éthiopie voit plus loin et souhaite puiser dans son vaste potentiel géothermique, solaire et surtout hydroélectrique pour développer une capacité excédentaire et exportable. Ces prochains développements dépendront en grande partie du développement des PPP et des contrats de vente du courant à l'électricien public EEP. Bien que les conditions ne semblent pas réunies en ce sens à l'heure actuelle, l'offre française dans le domaine pourrait être très pertinente en Éthiopie sur le plus long terme.

Un mix électrique quasi-intégralement fondé sur les énergies renouvelables, tourné vers l'export

L'Éthiopie est un des seuls pays au monde à présenter un mix électrique intégralement renouvelable : 96,2 % de sa production correspond à de l'hydroélectricité, 3,6 % à de l'éolien et 0,2 % à la biomasse. La capacité installée a plus que doublé depuis 2013 pour atteindre 5 692 MW en 2022, afin de répondre à la demande croissante, tirée par l'industrialisation et l'objectif d'électrifier l'ensemble de la population d'ici 2025. La croissance des capacités installées de ces dernières années – 4 862 MW en 2021 s'explique par

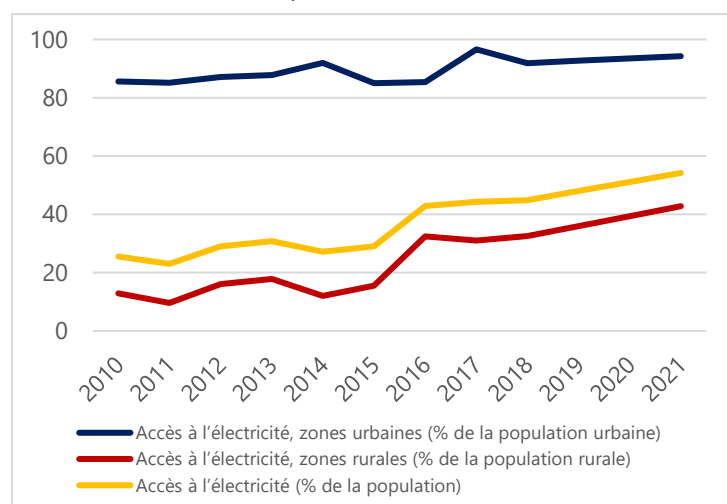


Figure 14 : Evolution du taux d'accès à l'électricité entre 2010 et 2021
(Banque Mondiale)

l'augmentation des capacités de production hydroélectrique. En 2021, seul 54,2 % de la population disposait d'une connexion à l'électricité, avec en outre une grande disparité territoriale : 94,3 % de la population a accès à l'électricité en zone urbaine contre seulement 42,8 % en zone rurale en 2021. Si la consommation par habitant a plus que doublé entre 2010 et 2020, elle demeure contrainte par la production réelle, en stagnation ces trois dernières années et même en léger recul entre 2021 et 2022 malgré l'augmentation de la capacité installée : 15,1 GWh en 2020, 15,8 GWh en 2021 et 15,5 GWh en 2022¹⁶, en raison principalement de la vétusté des installations. Le taux de pertes techniques sur le réseau se porte à 23 %.

Le principal projet de production d'électricité en Éthiopie concerne le barrage hydroélectrique de Grand Renaissance (GERD), sur le Nil Bleu, à proximité de la frontière avec le Soudan. Amorcé en 2011, le GERD a accusé de nombreux retards et surcoûts : alors que sa finalisation était initialement prévue pour mi-2017, la construction serait actuellement achevée à 90 %. Il disposera à terme d'une capacité de production de 5,2 GW pour un investissement de 4,8 Mds USD. La construction de l'ouvrage a été confiée à l'énergéticien national en 2018 devant l'incapacité du conglomérat militaro-industriel public MeTEC à superviser le chantier. Ce projet est source de tensions avec le Soudan et l'Égypte situés en aval du fait que le remplissage du bassin et l'exploitation du barrage pourraient modifier le débit du fleuve en aval. Deux turbines, d'une capacité de 250 MW chacune, ont été mises en eau mi-2022. Début septembre 2023, le Premier Ministre Abiy Ahmed a annoncé la fin du 4^{ème} et dernier remplissage des réservoirs du GERD alors que des négociations avec Égypte étaient prévues. Il est douteux que ce 4^{ème} remplissage soit effectivement le dernier et pourvoie aux besoins des futures 13 turbines.

¹⁶ Les chiffres pour 2020 et 2021 sont ceux de la Banque Mondiale, celui de 2022 celui de la Banque Centrale éthiopienne.

En 2018, le ministère des Finances a annoncé le lancement de 14 PPP pour un montant total de 6 Mds USD pouvant générer 2 798 MW : 5 projets hydroélectriques (1 848 MW), 8 projets solaires (950 MW) et des lignes de transmission et sous-stations. Cinq nouveaux projets éoliens ont depuis été ajoutés à cette liste (710 MW - 1,2 Md USD). Néanmoins, cette liste reste très théorique et le gouvernement fait depuis face à de nombreuses difficultés sur ces PPP, notamment dans le domaine solaire en raison des problèmes de devises, du manque de financements et du faible degré d'appropriation des PPP par les autorités. Ainsi au printemps 2022, l'intégralité des projets solaires - or ceux émiriens (MASDAR) - ont été suspendus. Suite à ces échecs, le gouvernement éthiopien a annoncé qu'il payerait désormais en devises les entreprises étrangères impliquées dans la production d'électricité. L'objectif de cette annonce était notamment de relancer les projets de PPP solaires de Gad et Dicheto (remportés par le saoudien Acwa Power pour la génération de 250 MW et un coût total de 300 MUSD) ainsi que Wolenchiti et Hurso (275 MW, pour 315 MUSD).

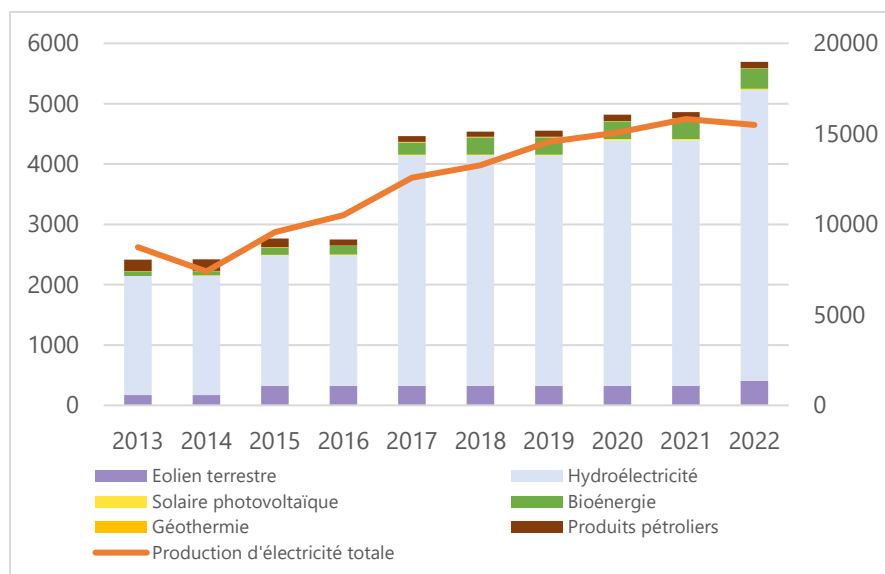


Figure 15 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production totale d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Afin de générer des devises, l'Éthiopie ambitionne de devenir l'un des principaux exportateurs d'électricité en Afrique de l'Est, grâce au GERD notamment. On constate que les recettes liées à l'exportation d'électricité sont en hausse : sur l'année fiscale 2019/20, les exportations d'électricité à destination de Djibouti et du Soudan ont généré 66,4 MUSD soit 2,2 % du total des exportations éthiopiennes et sur l'année 2021/2022, 93,5 MUSD soit 3,3 % du total. Enfin sur l'année fiscale 2022/2023, l'Éthiopie a généré 83 Mds USD grâce aux exports d'électricité. Une seconde ligne de transmission entre l'Éthiopie et Djibouti est en cours de construction depuis octobre 2022 sur financement BAD. En outre, l'Éthiopie a signé un PPA avec le Kenya pour l'achat d'électricité sur 25 ans à faible prix (0,065 USD/kWh) fin 2022, suite à la mise en service de la ligne électrique à haute tension Sodo – Moyale – Suswa (interconnexion HVDC Éthiopie-Kenya sur financement AFD, Banque Mondiale et BAD). Déjà en janvier 2023, ces exportations éthiopiennes représentaient 58 % du total des importations d'électricité kényanes. En outre, en mai 2022, l'*Ethiopian Electric Power* (EEP) a signé un protocole d'accord pour l'exportation d'électricité vers le Soudan du Sud. Prévu sur trois ans, l'accord vise à réaliser une étude de faisabilité et à construire une ligne de transmission en direction du Soudan du Sud. Dans un premier temps, cela permettrait d'exporter une capacité de 100 MW d'électricité, avec pour objectif d'atteindre 400 MW à terme. Les ventes d'électricité pourraient devenir l'un des principaux postes d'exportation du pays et représenter 600 MUSD de recettes par an à terme, d'après la BM. Pour atteindre ces objectifs sur le long terme, il faudra également que les pays acheteurs envisagés (Djibouti, Kenya, Soudan, Sud-Soudan) restent solvables et acceptent politiquement de dépendre en partie des importations éthiopiennes.

Un système qui doit encore trouver son équilibre financier

Les énergéticiens nationaux¹⁷ ont longtemps recouru aux obligations de court terme afin de financer des actifs de long terme, ce qui a créé des difficultés de trésorerie ainsi qu'un surendettement global. La *Commercial Bank of Ethiopia* (CBE) a annulé la dette d'EPP en 2021 – 50 % d'une dette totale de 192 Mds ETB soit 4,86 Mds USD, cela représente la totalité de la dette contractée par l'entreprise entre 2004 et 2017. Cette

¹⁷ Notamment les deux entreprises publiques : *Ethiopian Electric Power* (EEP) qui assure la production et le transport d'électricité et *Ethiopian Electric Utility* (EEU), en charge de la gestion du réseau de distribution et de la vente d'électricité.

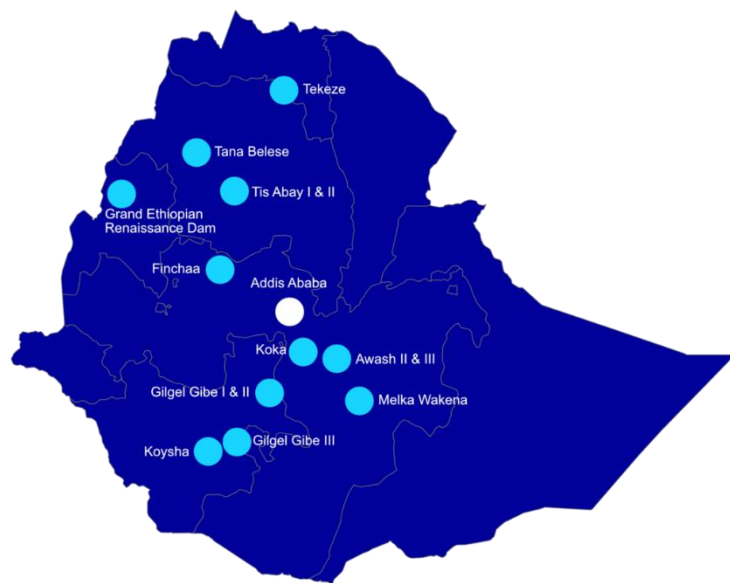


Figure 3 : Principaux barrages hydroélectriques en Ethiopie, 2016
(Ambassade d'Ethiopie à Bruxelles)

annulation a pris la forme d'une prise de participation au capital d'EPP à hauteur du montant de la dette. On peut l'expliquer notamment par le tarif de vente de l'électricité aux consommateurs le plus bas d'Afrique Sub-saharienne pendant une décennie, à 0,02 USD/kWh, qui a pesé sur la viabilité du secteur car très éloigné des coûts de production.

Le gouvernement, appuyé par la BM, a mis en place un plan d'augmentation différenciée des tarifs sur la période 2018-2021 (allant de 0 % d'augmentation pour les plus petits consommateurs et jusqu'à +130 % pour les plus gros) de manière à atteindre un prix moyen du kWh de 0,07 USD. La première augmentation des tarifs a permis au secteur d'enregistrer une perte nette limitée à 0,6 % du PIB en 2018/19, en recul de 0,4 point par rapport à l'année précédente. Dans le contexte très inflationniste de l'ensemble

des prix des trois dernières années, on peut également souligner que l'augmentation réelle des prix de l'électricité a été très faible et que la situation antérieure tend probablement à se reconstituer. La question des coûts de production semble mal connue par la compagnie publique, ce qui pèse sur la viabilité financière du secteur.

De manière générale, **les bailleurs occupent aujourd'hui une place significative dans le financement du secteur et de ses infrastructures et plus particulièrement la BAD et la Banque Mondiale**. En raison du besoin d'investissement massif du secteur, les PPP peuvent constituer un important canal de mobilisation des financements privés, tout en améliorant l'efficacité du secteur. Mais les développeurs privés se heurtent structurellement à la grande faiblesse des prix de l'électricité leur décorrélant de toute réalité économique. Il est, dans ces conditions, complexe de monter un PPP « bancable » et reposant sur un prix de vente du courant à EEP qui représente un multiple de sa propre capacité actuelle de recouvrement par la vente aux consommateurs. Le secteur des PPP se développe donc très lentement. Par exemple, à l'heure actuelle aucun PPP hydroélectrique n'a vu le jour dans le pays, malgré son potentiel et la volonté du gouvernement. Une directive de la NBE datant de septembre 2023 est cependant de bon augure. Elle stipule que les entreprises étrangères pourront dans le cadre de PPP dans le secteur de l'énergie ouvrir un compte offshore en devises pour y déposer des fonds en dette ou en fond propre du projet. Cette directive devrait permettre de stimuler les investissements dans le secteur en permettant d'éviter la pression sur les devises qui compromet le financement de tout projet dans le pays.

Des acteurs privés français bien présents dans le secteur

La France s'est bien positionnée ces dernières années dans le secteur en remportant des marchés emblématiques, débutant avec *Vergnet* en 2008, qui a construit la première ferme éolienne (120 MW) grâce à un financement français (AFD + banques commerciales). En 2012, *GE Hydro France* a signé avec *MetEC*, responsable de la fourniture des équipements électromécaniques pour le GERD, un contrat pour la fourniture des huit premières turbines du barrage. Parallèlement, *GE Grid Solutions France* exécute un contrat pour la fourniture de 16 disjoncteurs de générateur pour le GERD. En outre, la société *Tractebel* (filiale d'Engie) a remporté en 2011 en consortium avec l'italien *Electroconsult*, le contrat d'ingénierie pour le GERD.

Corne de l'Afrique – Somalie

Par le SER de Nairobi



Un système électrique essentiellement dépendant des solutions hors-réseau

Sans réseau électrique centralisé et caractérisée par une importante population nomade, la Somalie se distingue par son très faible taux d'accès à l'électricité (50,7 % des Somaliens vivent sans aucune connexion électrique). La population est desservie par des mini-réseaux privés alimentés au diesel, pour lesquels elle paie des tarifs parmi les plus élevés au monde. Dans ce contexte, l'énergie solaire hors réseau – secteur d'intervention des partenaires de développement – semble être bien placée pour relever les défis liés au manque d'infrastructures, à une population largement mobile et aux coûts élevés actuels de l'électricité.

Le secteur privé domine la production et la distribution d'électricité à partir de mini-réseaux diesel, à des prix très élevés pour la population somalienne

Depuis la chute du régime dictatorial de Siad Barré en 1991, **la production et la distribution d'électricité sont uniquement assurées par une douzaine d'acteurs privés somaliens** (Beco, NESCOM, Mogadishu Power). En l'absence d'un réseau électrique, des mini-réseaux privés alimentés le plus souvent au diesel ont été mis en place, et fournissent la quasi-totalité de l'électricité en Somalie. Toutefois, ces réseaux sont concentrés dans les zones urbaines, où 70,1 % de la population a accès à l'électricité, contre seulement 32,3 % en milieu rural. La population rurale a également largement recours à la biomasse (charbon de bois) comme source d'énergie via des pratiques de déforestation non soutenables avec un impact fort sur la désertification, notamment dans le sud du pays.

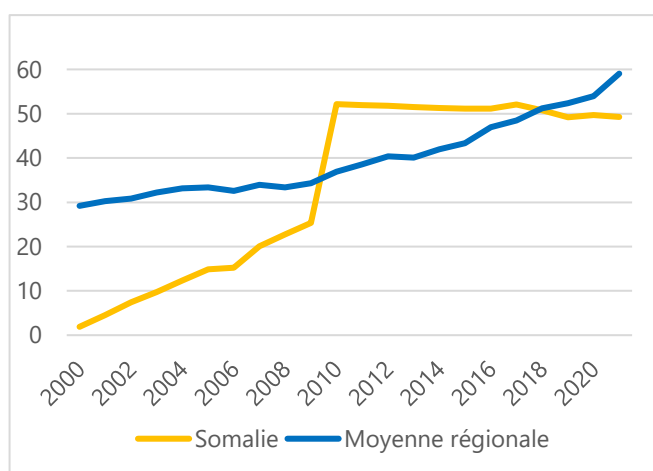


Figure 17 : Evolution du taux d'accès à l'électricité entre 2000 et 2021 (Banque Mondiale)

La capacité de production installée actuelle est d'environ 151 mégawatts (MW), dont 66,2 % (100 MW) thermique fossile (pour près de 90 % de la production d'électricité). Alors que la plupart des compagnies d'électricité s'appuient sur des générateurs diesel pour la production d'électricité, l'intérêt et les investissements se développent dans les systèmes hybrides qui utilisent les ressources d'énergie solaire et éolienne. Selon une

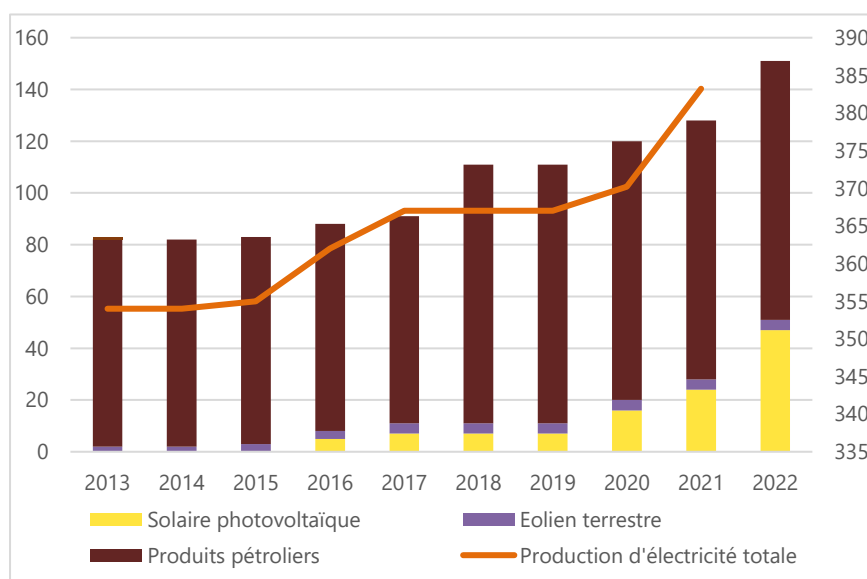


Figure 18 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production totale d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

étude de la Banque africaine de développement, la Somalie possède le potentiel de ressources le plus élevé d'Afrique en matière d'énergie éolienne terrestre et pourrait produire entre 30 000 et 45 000 MW. Le potentiel en énergie solaire est également important avec un ensoleillement moyen de 2 000 kWh/m²/an.

Selon le rapport de l'indicateur pour l'énergie durable de la Banque mondiale, en 2016, **la Somalie se classait parmi les 5 % des pays où les prix de l'énergie sont les plus élevés et le top 15 % des pays où la part des dépenses d'électricité en proportion du revenu des ménages est la plus**

élevée. Bien que le coût de l'électricité connaisse une baisse constante depuis quelques années sous l'effet de l'augmentation des capacités renouvelables, la plupart des habitants des petites villes et de taille intermédiaire paient en moyenne entre 0,8 et 1,0 USD/kWh¹⁸.

C'est dans ce contexte que la première centrale solaire à Mogadiscio a été mise en place en 2020 par Beco, premier fournisseur d'électricité en Somalie avec 35 MW en opération actuellement. Elle a déjà permis au fournisseur de réduire les frais en combustible et de baisser ses tarifs.

Le futur du secteur repose essentiellement sur le développement des mini-réseaux solaires ou hybrides, avec le soutien des bailleurs et ONG

Le secteur de l'électricité en Somalie est confronté à des défis importants, notamment le manque de main-d'œuvre suffisamment formée, un environnement réglementaire faible, des coûts d'investissement élevés, la rareté des approvisionnements en matière de production d'énergie et des infrastructures médiocres (dont le développement est très coûteux en raison notamment de la situation sécuritaire).

Le développement des mini-réseaux solaires semble une des solutions adoptées pour répondre au besoin d'électrification décentralisée. La Banque Mondiale finance notamment : i) le *Somali Electricity Access Project* (7,2 MUSD) qui doit permettre d'améliorer l'accès à l'électricité par la mise en place de mini-réseaux solaires ou hybrides, et le déploiement des systèmes solaires domestiques ; et ii) le *Somali Electricity Sector Recovery Project* (95 MUSD), dont l'objectif est le déploiement de 382 mini-réseaux pour alimenter près de 570 000 personnes à horizon 2026. En février 2023, le PNUD conjointement avec le gouvernement somalien a lancé le projet somalien de l'*Africa Minigrid Program* (AMP) financé par le Fond pour l'Environnement mondial, visant notamment à l'hybridation des mini-réseaux et la transformation digitale par le déploiement de modèles de *pay-as-you-go* par exemple.

¹⁸ The Henry L. Stimson Center and Energy Peace Partners (2022) *Powering Ahead: The United Nations and Somalia's Renewable Energy Opportunity*

Indicateurs régionaux : Corne de l'Afrique

Indicateurs Pays	Djibouti	Erythrée	Ethiopie	Soudan	Somalie
Population (M hab.) BM 2021	1,1	3,6	120,3	45,7	17,1
Croissance démographique (%) BM 2015-2021	1,6	1,2	2,7	3,0	3,6
Doing Business (classement) 2020	112	189	159	171	190
Rang Indice de corruption - Transparency international 2021	128	161	87	164	178
Macroéconomie					
PIB (Mds USD) FMI 2022	3,7	2,4	111,2	42,8	8,4
PIB par habitant (USD) FMI 2022	3665,8	647,0	1097,6	916,0	539,0
Croissance du PIB réel (%) FMI 2022	3,6	2,6	3,8	-0,3	1,9
Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI 2022	6,6	7,4	33,6	154,9	9,0
Finances Publiques					
Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI 2022	-3,8	-1,3	-3,1	-2,2	0,0
Dette publique (%PIB) FMI 2022	50,1	164,7	46,4	189,5	-
Dette publique extérieure (%PIB) FMI 2021	-	54,0	31,8	-	-
Echanges					
Balance des biens (%PIB) CNUCED 2021	-21,7	-25,2	-12,1	-14,1	-10,1
Exportation française vers (MEUR) Douanes françaises 2022	85,8	5,0	321,7	52,8	15,6
Importation française depuis (MEUR) Douanes françaises 2022	1,3	0,6	82,3	77,6	15,2
Balance courante (%PIB) FMI 2022	-4,8	12,2	-4,3	-6,4	-15,8
Transferts de la diaspora (%PIB) BM 2020	2,0	-	0,4	1,8	24,9
Réserves de change (mois d'import) BM 2021*	1,3	-	2,0	0,2	-
Développement					
IDH BM 2020	0,52	0,46	0,40	0,51	-
Espérance de vie à la naissance ONU 2015-2020	66,5	65,7	66,0	64,9	56,9
Taux de pauvreté (< 1,90 USD/jours, %) BM 2018*	17,0	-	30,8	12,2	68,6
Emissions de CO ² par habitant (tonnes) BM 2019	0,4	0,3	0,2	0,5	0,0
Notation Dette Souveraine					
S&P	-	-	CCC(+)	-	-
Moody's	-	-	Caa2(-)	-	-
Fitch	-	-	CCC	-	-
Politique Monétaire					
Taux directeur*	-	-	-	-	-

*Dernière donnée disponible

Océan Indien – Comores

Par le SE de Tananarive



Des difficultés d'approvisionnement électrique caractérisées par une hétérogénéité d'accès entre les îles et une situation financière déficitaire de la société nationale

Le secteur de l'électricité comorien est avant tout marqué par une différence d'accès au service entre les trois îles : 95 % pour la Grande Comore, 49 % pour Anjouan et 87 % pour Mohéli. Le secteur fait également face aux défis d'une production reposant majoritairement sur les centrales thermiques, malgré un potentiel solaire et géothermique important, et à un modèle économique déficitaire qui engendre un sous-investissement dans l'entretien et le développement du réseau.

Un système électrique caractérisé par une forte dépendance aux énergies fossiles et des infrastructures vétustes, qui ne permettent plus de répondre aux besoins des populations

Les capacités de production électrique totale de l'Union des Comores sont estimées à 27 MW.

La production est assurée pour l'essentiel par des petites centrales thermiques (22 MW), la plupart ayant atteint une durée de fonctionnement avancée. Le solaire photovoltaïque a une capacité de production de 4 MW, tandis que l'hydroélectricité en comptabilise 1 MW. Par manque d'investissement, la capacité réelle disponible, n'a pas augmenté depuis 10 ans, voire se réduit régulièrement, et la demande de pointe des trois îles de 26,2 MW ne peut que difficilement être atteinte. En

conséquence, la société nationale recourt à des délestages ; ces rationnements sont particulièrement marqués à Anjouan où la fourniture d'électricité est parfois limitée à 6 heures par jour.

Malgré la construction récente de parcs solaires, la dépendance aux produits pétroliers pour plus de 80 % de la production crée une forte vulnérabilité aux importations de carburant et à la fluctuation des cours internationaux. La guerre en Ukraine a également renchéri le prix des importations de pétrole. Ainsi, le coût de production moyen de l'électricité est estimé à 0,76 EUR/kWh, ce qui en fait l'un des plus élevés d'Afrique subsaharienne.

Avec un prix de vente de 0,43 EUR/kWh, la société nationale d'électricité (SONELEC) se trouve dans une situation financière déficitaire. Cette problématique structurelle est aggravée par des pertes opérationnelles commerciales dues à un système de compteurs à post paiement pour la majorité des abonnés. Le taux de facturation est d'environ 65 %, tandis que le taux recouvrement de ces factures est de 81 %.

La densité du réseau est également hétérogène entre les trois îles. Avec une longueur totale de 630 km, Anjouan compte 193 km de lignes contre 110 km pour Mohéli et 327 km pour la Grande Comore. Le renforcement de l'accès à l'électricité devrait, dès lors, passer par un élargissement et une densification du réseau, ainsi que par la facilitation des nouveaux branchements.

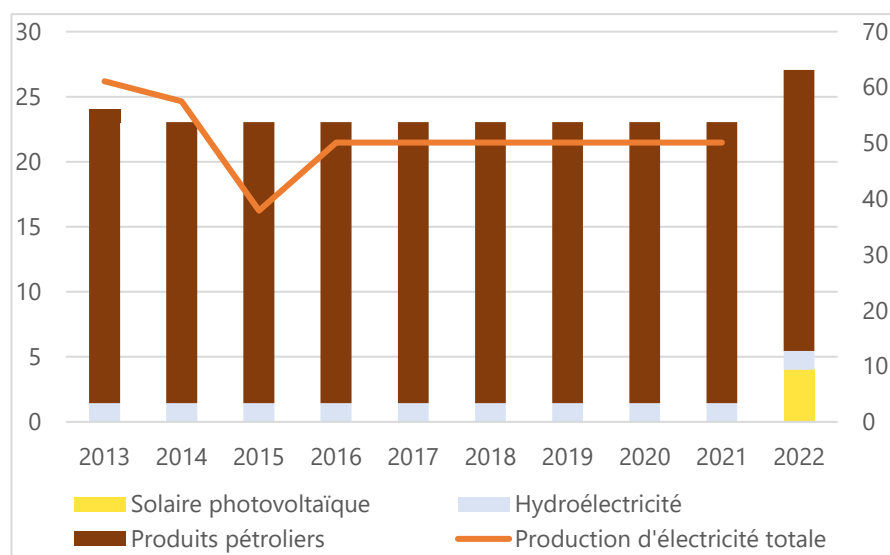


Figure 19 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

Face à ces nombreux défis, le gouvernement vise, à travers le Plan Comores Emergent, une amélioration de la gouvernance du secteur avec pour objectif à l'horizon 2030 d'atteindre un taux d'électrification de 100 % et des capacités d'énergies renouvelables opérationnelles de 32,9 W. Cette stratégie repose, toutefois, essentiellement sur des financements émanant de bailleurs.

La mobilisation des bailleurs sur le secteur

Plusieurs programmes de bailleurs internationaux, financés sur dons, sont mis en œuvre ou en cours d'élaboration. La Banque mondiale investit 43 MUSD pour augmenter la capacité de production d'énergie renouvelable et améliorer la performance de la SONELEC. Le projet vise, notamment, l'installation de capacités photovoltaïques de 9 MW. Dans un projet en cours, la Banque africaine de développement met en œuvre, quant à elle, 28,6 MUSD pour la réhabilitation des réseaux électriques et des centrales thermiques. Par ailleurs, le Programme des Nations Unies pour le Développement mobilise actuellement des fonds pour un projet d'énergie géothermique et un programme d'électrification rurale.

Une société française présente dans le secteur

Depuis 2018, la société française InnoVent fait partie des rares acteurs privés à investir dans la construction de parcs photovoltaïques à la Grande Comore. A Foubouni en 2020, elle a ainsi mis en exploitation une première centrale solaire d'une puissance de 4 MW et disposant de capacités de stockage batteries de 7 MW. Fort de cette première réussite, l'entreprise vise à étendre de 2 MW les capacités photovoltaïques du parc afin d'alimenter une station de turbinage et de pompage. La société projette de continuer à développer ses activités dans les prochaines années, à travers l'installation en cours de 3 MW de panneaux solaires au nord de l'île, à Mitsamiouli, ainsi qu'avec un troisième projet de parc à l'étude dans la région de Hamahamet.

Océan Indien – Madagascar

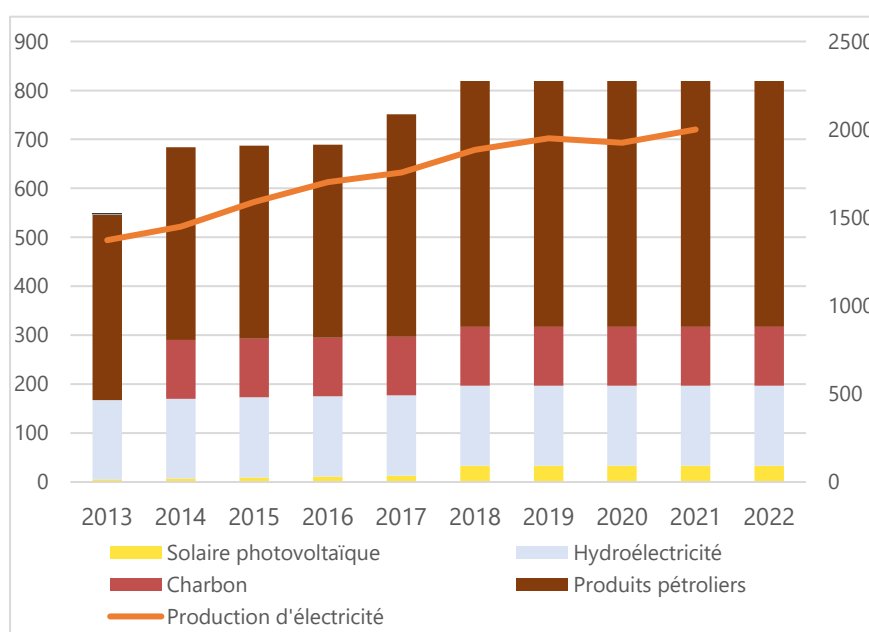
Par le SE de Tananarive



Le secteur électrique peine à réaliser tout son potentiel à Madagascar

Madagascar a un taux accès à l'électricité peu élevé : près de 33,7 %¹⁹ de la population selon la Banque mondiale contre une moyenne de 48,4 % en Afrique subsaharienne. Le secteur électrique est confronté à de nombreux défis en termes de production, transport et distribution, symbolisés par la compagnie nationale Jirama, structurellement déficitaire. Les entreprises françaises sont bien implantées dans la génération d'électricité renouvelable. Les grands projets récents, notamment hydroélectrique, soutenus par les bailleurs internationaux pour répondre aux enjeux de développement du secteur, progressent toutefois difficilement.

Un mix électrique de moins en moins assuré par l'hydroélectricité par rapport au thermique



La capacité installée du secteur électricité malgache augmente lentement. Elle avoisine 820 MW en 2022, contre 751 MW cinq ans auparavant. En 2021, la production électrique est assurée par les hydrocarbures, principalement le fioul (à 51 % contre 33 % en 2016), puis par l'hydroélectricité (40 % contre 54 % en 2016). Le charbon représente 6 % de la production, et le solaire 3 %. Les centrales thermiques (fioul et gasoil) représentent toutefois 76 % des capacités installées. Les centrales hydroélectriques (20 % de la capacité installée) sont utilisées en priorité, en raison de leur coût de production plus faible que les centrales thermiques.

Figure 20 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

La puissance installée en 2022 pour l'hydroélectricité est loin de réaliser son important potentiel (164 MW installés pour un potentiel de 7,8 GW). Le potentiel solaire est peu exploité (33 MW), malgré 2800 heures d'ensoleillement par an et une irradiation solaire moyenne de 2200 kWh/m²/an. Trois réseaux interconnectés (RI) alimentent près de 90 % des consommateurs : le RI d'Antananarivo, de Tamatave et de Fianarantsoa. Des réseaux locaux existent pour alimenter les autres centres urbains, tels que Tuléar, Majunga, Fort-Dauphin et Diégo-Suarez.

La Jirama fait face à des problématiques opérationnelles et financières

La Jirama, compagnie nationale d'électricité et d'eau de Madagascar, assure une partie de la production de l'électricité, de l'intégralité du transport et de la distribution de l'électricité sur les grands réseaux interconnectés. L'Agence d'Électrification Rurale (ADER) est pour sa part en charge du développement des projets hors-réseau ou mini-réseaux dans les zones rurales, qui n'atteignaient en 2022 que 11 MW. La part de la production électrique réalisée par les producteurs privés est en augmentation constante et **atteindrait à ce jour près de la moitié de la production électrique nationale** (contre un tiers 5 ans auparavant).

La distribution, assurée par la Jirama, fait face à différentes problématiques, notamment dues à la vétusté et au sous-dimensionnement du réseau. Les consommateurs raccordés aux grands réseaux subissent

¹⁹ En zone rurale, seuls 10,9% de la population y ont accès (Banque mondiale).

en moyenne 6 à 7 coupures de 1h30 par mois (en province les délestages peuvent durer plus de 13h par jour). Une partie conséquence de l'énergie produite n'est pas facturée, d'une part en raison de pertes sur le réseau, des vols d'électricité ou encore des problématiques de gestion et de management au sein de la JIRAMA.

La Jirama est maintenue à flot par les subventions de l'Etat (environ 150 MEUR prévus en 2023²⁰) et enregistre des pertes d'exploitation importantes (estimées à 125 MEUR en 2022). Elle applique différents tarifs selon la zone géographique des consommateurs, pour une moyenne de 15 ct EUR/kWh. Cependant, le coût de production et d'acheminement de la Jirama se situe entre 25 et 30 ct EUR/kWh, rendant nécessaires les subventions du tarif par l'Etat. La société affiche une volonté de restructuration pour améliorer sa situation financière et réduire son déficit (hausse des tarifs de l'électricité pour le secteur industriel, lutte contre les vols...), avec encore peu d'effets à ce jour.

La hausse des capacités énergétiques est fortement soutenue par les bailleurs internationaux

En ce qui concerne la production, **plus d'une quarantaine de projets privés sont à l'étude ou en cours de construction.** Leur envergure varie, entre des grands projets de barrages hydroélectriques (Sahofika : 205 MW, Antetazambato : 142 MW, Volobe : 120 MW), et des petits projets solaires et hydroélectriques, dans le cadre de l'électrification rurale. Les négociations relatives au bouclage financier des grands projets hydroélectriques connaissent peu d'avancées. Ces projets représentent pourtant une opportunité pour stabiliser, développer l'accès à l'électricité et améliorer la situation financière de la Jirama. En effet, leurs coûts de production sont largement inférieurs à ceux des centrales thermiques existantes. Les développeurs de projets sont majoritairement malgaches, français, américains et italiens.

La Banque mondiale a approuvé le 30 mars 2023 un prêt de 400 MUSD en faveur du projet de connectivité numérique et énergétique pour l'inclusion à Madagascar (DECIM). Ce projet vise à améliorer l'accès aux infrastructures énergétiques et numériques, en mettant l'accent sur l'inclusion des communautés mal desservies dans les zones rurales. Il s'inscrit dans la ligne du projet de développement de l'accès à l'électricité à moindre coût (LEAD) portant sur l'amélioration de l'accès par des solutions solaires hors-réseaux (150 MUSD) et le projet d'amélioration de la gouvernance et des opérations dans le secteur de l'énergie (PAGOSE, 105 MUSD, achevé).

L'AFD contribue également au développement du secteur à travers le projet d'électrification rurale dit « ANGOVO » qui prévoit la construction et exploitation de mini-réseaux décentralisés financé par un prêt de 22 MEUR (couplé à un don de 11,2 MEUR de l'UE), approuvé le 24 juillet dernier.

En matière de transport d'électricité, on peut citer **le Projet de Renforcement et d'Interconnexion des Réseaux de Transport d'Énergie Électrique à Madagascar Phase 1 (PRIITEM)** est cofinancé par la Banque africaine de développement (BAfD), la Banque européenne d'investissement (BEI), la KOEXIM sud-coréenne et le gouvernement Malgache, pour un montant de 193 MEUR. Il vise à relier le RI d'Antananarivo à celui de Tamatave. La seconde phase du PRIITEM prévoit de relier Tananarive et Antsirabe pour 102 MEUR (l'OFID se substituant à KOEXIM). Une phase III du PRIITEM pourrait être financée par la BEI pour 50 MEUR.

Les entreprises françaises répondent présent dans le secteur de l'énergie renouvelable

Eiffage est membre du consortium Nouvelle Énergie Hydroélectrique de l'Onive (NEHO) qui développe le projet de construction du barrage hydroélectrique de Sahofika (205 MW), pour un investissement avoisinant 1 Md EUR, financé par un pool de bailleurs mené par la BAfD et la *Development Finance Corporation* (DFC) américaine. Le consortium regroupe également l'américain Neo-Themis, le franco-ivoirien Eranove, et HIER (local). Les contrats de concession et d'achat d'électricité ont été signés le 15 novembre 2021. Suite à la réactualisation des prix liés à la construction du projet, le gouvernement a décidé de relancer l'appel d'offres y afférent début 2023, actant *de facto* la sortie future d'Eiffage du projet.

Colas est inclus dans le consortium Compagnie Générale d'Hydroélectricité de Volobe (CGHV) porteur du projet de barrage hydroélectrique Volobe II (120 MW), quoique sur le départ. Le projet au coût estimé

²⁰ Principalement des subventions opérationnelles pour l'achat de carburant afin d'approvisionner les centrales thermiques de la Jirama.

à 420 MEUR, devrait notamment être financé par la Banque mondiale et Africa 50, et prend en compte le raccordement de la centrale au RI d'Antananarivo et de Tamatave. Les contrats de concession et d'achat d'électricité ont été signés le 27 mai dernier, et les discussion relatives au bouclage financier sont en cours.

Green Yellow (filiale du groupe Ardian) est présent à Madagascar, en joint-venture avec le groupe Axian, via la centrale solaire New Energy Africa Ambatolampy (NEA) d'une puissance installée de 40 MW. 20 MW ont d'abord été financés sur fonds propres (26 MEUR). Un *pool* de bailleurs mené par la Société Générale a par la suite financé son extension de 20 MW à hauteur de 10 MEUR. Sagemcom a également développé un projet d'électrification d'une centaine de villages en mini-hydraulique, en JV avec Axian via WeLight Africa, qui fait suite à une étude financée par le Fasep en 2017.

Océan Indien – Maurice

Par le SE de Tananarive



Le secteur de l'électricité à l'île Maurice

Le secteur de l'électricité est globalement efficient à l'île Maurice, la quasi-totalité de la population ayant accès à l'électricité. Pour autant, la génération dépend très majoritairement des énergies fossiles malgré un potentiel important en énergies renouvelables, qui occupent une place relativement stable dans le mix-énergétique au cours des 5 dernières années (19,2 % de la production en 2021). Les autorités souhaitent que la part des énergies renouvelables atteigne 60 % de la production d'énergie d'ici à 2030. Cet objectif paraît cependant très ambitieux au vu des avancées limitées réalisées ces dernières années. Maurice, économie dynamique, compte sur les producteurs d'énergie indépendants (PEI) pour développer ses capacités de production d'électricité, particulièrement dans le domaine des EnR (biomasse, photovoltaïque et éolien). Les potentialités offertes par le pays ont été étudiées dans le cadre d'un FEXTE Energie signée en 2017. Il existe ainsi de réelles opportunités pour le secteur privé. Les entreprises françaises ont déjà mené plusieurs projets à Maurice. Les coopérations avec les entreprises de l'île voisine de La Réunion, par ailleurs très actives en matière de promotion des EnR, pourraient également être développées.

Un accès fiable au réseau électrique pour l'ensemble de la population mais encore largement dépend des énergies fossiles

Le réseau est géré par le CEB (Central Electric Board), monopole public, qui gère l'intégralité du réseau et dispose du monopole concernant la distribution, le transport et la fourniture l'électricité. L'accès à l'électricité atteint 99,7 % de la population. La CEB a accusé un déficit de 4,2 Mds MUR (environ 88,7 MEUR) pour l'exercice 2021-2022, soit en très forte hausse (+12 647 %) par rapport à l'exercice 2020-2021 (32,9 M MUR de déficit). Cette hausse s'explique notamment par l'augmentation des prix du fioul et du charbon, engendrée notamment par la guerre en Ukraine, et les investissements consentis dans des projets énergétiques.

Les capacités installées étaient de 863,3 en 2021 et 867 MW en 2022. La production d'électricité a augmenté de +4,2 %, passant de 2 992,1 GWh en 2021 à 3 119,2 en 2022. L'énergie produite provient à 80,8 % (soit 2 520,8 GWh) de sources fossiles contre 19,2 % (soit 598,4 GWh) de sources renouvelables. La vente d'électricité a augmenté de + 6,9 % en 2022, atteignant 2 698,1 GWh, contre 2 524,3 GWh en 2021. Le prix de vente moyen s'est élevé à 5,85 MUR par kWh (exercice 2021-2022). Une hausse des tarifs, variant de 19 à 29,5 % selon la catégorie de consommateurs et applicable à partir du 1^{er} février 2023, a été acceptée par l'Autorité de régulation des services publics²¹. En 2022, le gouvernement avait instauré pour 12 mois des subventions, variant de 6 à 10 % sur le tarif de l'électricité applicable, au bénéfice de 80% des clients résidentiels de CEB. L'électricité vendue a été principalement à destination du secteur domestique (36,6 %), commercial (35,6 %) et industriel (26,3 %).

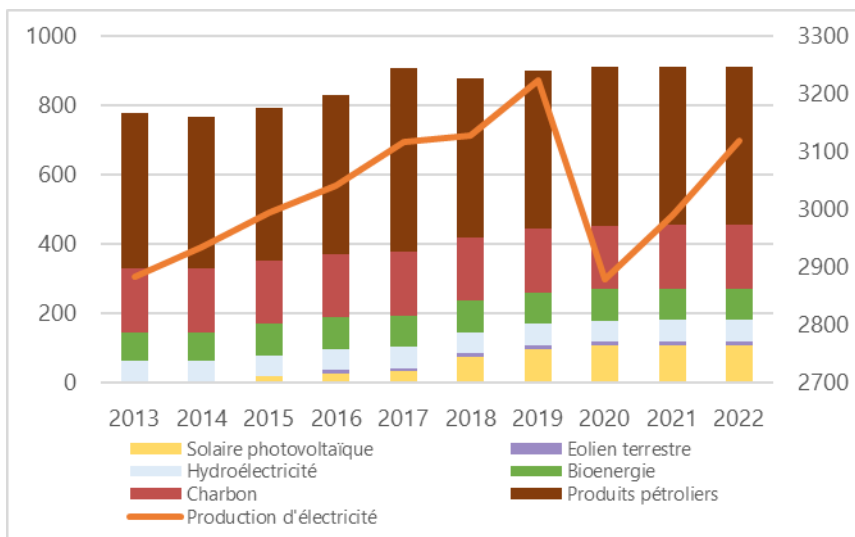


Figure 21 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (Statistic Mauritius, IRENA 2023)

Le CEB produit environ 53,7 % en 2022 (40,3 % en 2021) des besoins totaux en électricité du pays à partir de ses 4 centrales thermiques et de ses 10 centrales hydroélectriques ; les 46,3 % (59,7 % en 2021) restants

²¹ Cette hausse ne concerne pas les consommateurs résidentiels qui utilisent moins de 300 kWh par mois

sont achetés auprès de producteurs d'électricité indépendants (PEI). L'enjeu principal du secteur est d'opérer une transition écologique en faisant augmenter la part du renouvelable dans son mix énergétique.

Un secteur modernisé, incluant un développement progressif des énergies renouvelables

L'Office de gestion de l'efficacité énergétique, créée par le *Energy Efficiency Act* de 2011, a pour mission de développer des stratégies et des programmes pour faciliter la consommation efficiente de l'énergie dans une optique de réduire les émissions de CO₂. En 2016, les autorités mauriciennes ont créé l'Autorité de régulation des services publics (URA), un organisme indépendant chargé de réglementer les secteurs de l'électricité, l'eau et les eaux usées. Pour se faire, celle-ci s'assure notamment de la viabilité et de la durabilité des installations, la protection des consommateurs et une compétition saine entre les acteurs.

Les autorités souhaitent un développement rapide de la part des énergies renouvelables (EnR) dans le mix énergétique du pays. L'objectif est d'atteindre un taux de 60 % de production d'origine renouvelable d'ici à 2030. Cet objectif paraît cependant très ambitieux. La part des ENR a baissé récemment, passant de 21,5% en

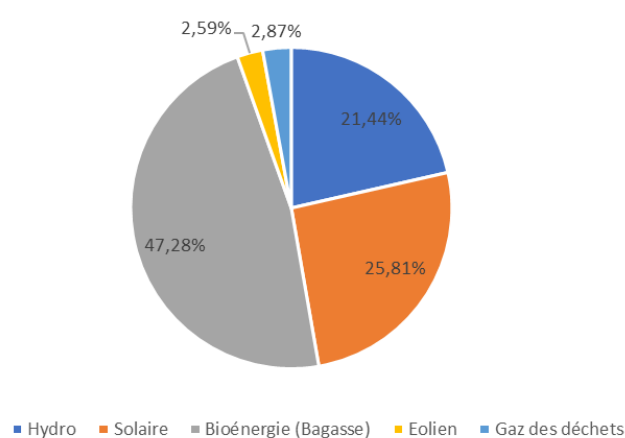


Figure 22 : Production d'électricité effective en 2022 par sources renouvelables (Statistics Mauritius)

2021 à 19,2% en 2022. L'Agence mauricienne des énergies renouvelables (MARENA)²², est chargée de promouvoir les EnR dans le pays. Les capacités installées en EnR croissent de manière structurelle (passant de 329,5 MW en 2015 à 378,1 MW en 2021). La bagasse, résidu fibreux de la canne à sucre, fut la 1^{ère} source d'EnR l'an dernier, à hauteur de 47,3 % (Figure 22), et le solaire la 2nd, à hauteur de 25,8 %. Il existe, depuis 2011, une centrale électrique au gaz de décharge qui a une capacité de production de 3 MW. Malgré cette volonté affichée, la production issue de sources renouvelables a baissé de 6,8 % en 2022, atteignant 598,4 GWh, lié notamment avec la baisse de la fourniture de bagasse (-15,3 % entre 2021 et 2022).

Une présence importance des sociétés étrangères, notamment françaises

Maurice compte sur les producteurs d'énergie indépendants (PEI) pour développer ses capacités de production d'électricité, particulièrement dans le domaine des EnR. Un FEXTE a été mis en place par une convention tripartite signée entre le ministère de l'Energie local (MEPU), l'AFD et de l'ADEME. L'objectif de ce FEXTE est de renforcer les échanges entre les acteurs français et mauriciens dans le secteur des EnR en vue de

soutenir le développement de ces énergies à la Réunion et à Maurice. La Banque africaine de développement a approuvé en avril 2023 un prêt de 110 MUSD à Maurice, tandis que l'Etat mauricien contribuera à hauteur de 20 MUSD, pour financer un projet dans le secteur électrique. Ce projet est structuré autour de deux principales composantes : i) la réhabilitation de six sous-stations électriques existantes et vieillissantes ; et ii) la construction de quatre nouvelles sous-stations. A long-terme, ce projet vise à renforcer la résilience du réseau aux changements climatiques en permettant l'intégration des énergies renouvelables. En mars 2022, CEB avait lancé deux appels d'offres pour le déploiement de capacités solaires totales de 140 MW ainsi que des infrastructures de stockage. Landscape

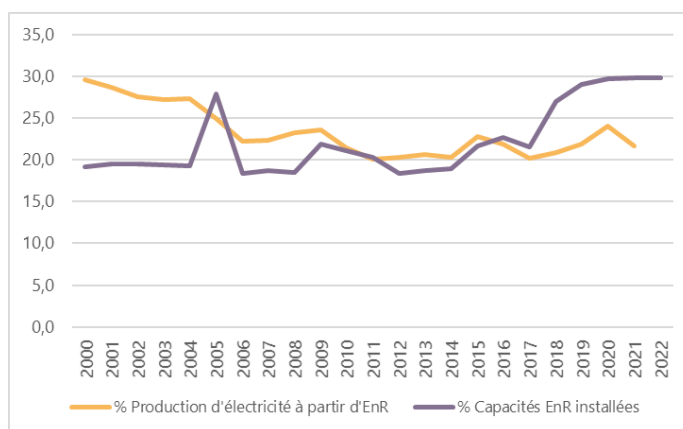


Figure 23 : Part de la production d'électricité et capacités installées issues des EnR (Statistics Mauritius, IRENA)

²² Etablie par le *Mauritius Renewable Energy Agency Act* de 2015

Mauritius, une entité détenue par l'Etat chargée de l'aménagement du territoire, avait lancé un appel d'offre en avril 2023 pour l'installation d'une ferme solaire de 10 MW.

Les entreprises françaises ont développé divers projets de production d'énergie :

- La société Albioma est présente à Maurice depuis les années 2000. Elle a participé, avec les partenaires locaux Terra et Omnicane, à la construction de trois centrales thermiques (Terragen, Saint Aubin, Savanna). Ces centrales, dont Albioma participe à l'exploitation, fonctionnent de façon mixte au charbon et à la bagasse et ont une puissance cumulée de 195 MW).
- En 2016, la coentreprise, entre l'entreprise française Quadran et la société mauricienne Sugar Investment trust, a inauguré le premier parc éolien de l'île, d'une capacité de 9,4 MW ;
- Akuo a développé une centrale solaire de 17,5 MW avec le groupe mauricien Medine Ltd ;
- La société Green Yellow, filiale de groupe Casino, a inauguré en février 2019 une centrale solaire de 16,3 MW en partenariat avec le groupe mauricien Joonas & Co

Le potentiel de production d'hydroélectricité du pays (56,4 MW de capacités installées en 2020 selon CEB) est largement exploité. Il reste cependant quelques possibilités en matière de mini-hydro (capacités unitaires de 100 à 300 kW).

Océan Indien – Seychelles

Par le SE de Tananarive



Dépendantes de l'énergie thermique, les Seychelles diversifient progressivement leur mix électrique

La totalité de la population seychelloise a accès à l'électricité. La capacité installée avoisine 130 MW en 2022. La production électrique, dont le quasi-monopole est détenu par la Public Utilities Corporation (PUC, parapublic) repose à 96 % sur le fioul lourd, rendant de fait le pays dépendant de la fluctuation des prix des hydrocarbures importées. L'archipel diversifie peu à peu son mix électrique vers plus de génération renouvelable notamment avec des centrales éoliennes et solaires.

Le mix électrique seychellois dépend quasi-exclusivement des centrales thermiques au fioul lourd

La capacité totale installée aux Seychelles avoisinait 130 MW en 2022.

En 2021, la production électrique était assurée à 96 % par quatre centrales thermiques alimentées au fioul lourd. Les énergies renouvelables ne dépassent pas 5 % du mix électrique, via une centrale éolienne d'une capacité de 6 MW et des centrales solaires d'une puissance totale de 18 MW.

La production électrique de l'archipel demeure fortement dépendante des importations de fioul lourd. Le coût des carburants représenterait plus de 90 % des coûts de production de l'électricité aux Seychelles. Outre le fait que la production repose sur un seul type de carburant (fioul lourd) polluant, le secteur est fortement vulnérable à la variation des prix du carburant.

Un quasi-monopole est détenu par la société para-publique *Public Utilities Corporation (PUC)* en matière de production, transmission et distribution d'électricité. La PUC possède par ailleurs les grandes centrales thermiques du pays. Quelques mini-centrales thermiques détenues par des opérateurs privés approvisionnent les autres îles moins peuplées de l'archipel. Le réseau de transport électrique est composé de deux systèmes : 77 MW sur l'île de Mahé, et 16 MW couvrant l'île de Praslin et de la Digue.

Les tarifs de l'électricité pour les consommateurs demeurent élevés : entre 35 et 40 ct USD/kWh en raison de plusieurs facteurs, notamment la taille réduite et l'isolement du marché, qui permet peu d'économies d'échelle pour les centres de production, prix du fioul et coût d'acheminement élevés.

Plusieurs projets financés par les bailleurs internationaux récemment achevés

L'*Abu Dhabi Fund for Development (ADFD)* est actif dans le secteur électricité seychellois. Il a notamment financé l'unique centrale éolienne de l'archipel (6 MW), située dans la baie de Victoria. Réalisée par la société émiratie Masdar, elle a été inaugurée en 2013 sur un financement total de 28 MUSD. **Il a par ailleurs cofinancé (avec la PUC) les travaux de construction d'un parc solaire d'une capacité de 5 MW sur l'île de Romainville,** inauguré le 12 décembre 2022 pour un montant de près 10 MEUR. Egaleme nt développé par la société Masdar, il comprend aussi l'installation de batteries de stabilisation du réseau d'une capacité de 2,5 MW.

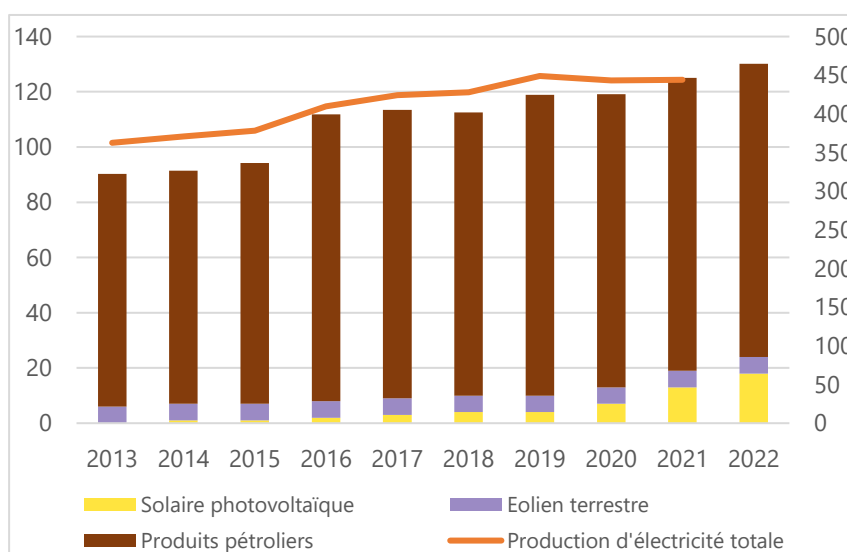


Figure 24 : Evolution des capacités installées par technologie (MW – axe gauche) et de la production d'électricité (GWh – axe droit) (IRENA, 2023)

En 2018, le gouvernement seychellois a annoncé son intérêt pour la construction, au nom de la PUC, d'une centrale thermique fonctionnant au gaz naturel. Il avait sollicité à l'époque l'appui de la Société Financière Internationale (SFI) mais le projet avance peu, en outre la récente hausse des prix mondiaux du GNL rend le projet moins attractif économiquement.

Les entreprises françaises sont encore peu présentes dans le secteur

La société française Qair et la PUC ont signé le 4 avril 2023 un contrat d'achat d'électricité portant sur la construction d'une centrale solaire photovoltaïque flottante d'une capacité de 5,8 MW dans le lagon de Providence, sur la côte est de Mahé. La centrale, dont le principal actionnaire est l'entreprise locale Vetiver Tech, comptera environ 10 000 panneaux et ses travaux pourraient débuter au quatrième trimestre 2023. Qair assurera l'exploitation de la centrale et la maintenance des panneaux solaires durant 25 ans. Elle annonce financer la majeure partie du projet, qui nécessiterait un investissement de près de 7 MEUR, et bénéficierait d'une contribution financière de la Banque africaine de développement (BAfD) et de la Fondation Clinton.

Indicateurs régionaux : Océan Indien

Indicateurs Pays	Comores	Madagascar	Maurice	Seychelles
<i>Population (M hab.) BM 2021</i>	0,8	28,9	1,3	0,1
<i>Croissance démographique (%) BM 2015-2021</i>	2,0	2,5	0,1	1,2
<i>Doing Business (classement) 2020</i>	160	161	13	100
<i>Rang Indice de corruption - Transparency international 2021</i>	164	147	49	23
Macroéconomie				
<i>PIB (Mds USD) FMI 2022</i>	1,2	15,1	11,5	2,0
<i>PIB par habitant (USD) FMI 2022</i>	1299,7	521,6	9111,6	20265,7
<i>Croissance du PIB réel (%) FMI 2022</i>	3,0	4,2	6,1	10,9
<i>Taux d'inflation moyen annuel (%) FMI 2022</i>	11,4	9,8	10,2	4,1
Finances Publiques				
<i>Solde budgétaire, dons compris (%PIB) FMI 2022</i>	-6,5	-6,5	-6,0	-2,9
<i>Dette publique (%PIB) FMI 2022</i>	34,5	53,8	90,9	64,9
<i>Dette publique extérieure (%PIB) FMI 2021</i>	32,4	30,3	17,9	27,0
Echanges				
<i>Balance des biens (%PIB) CNUCED 2021</i>	-22,8	-11,8	-28,5	-46,0
<i>Exportation française vers (MEUR) Douanes françaises 2022</i>	33,0	424,6	432,9	49,0
<i>Importation française depuis (MEUR) Douanes françaises 2022</i>	3,8	692,2	263,3	136,2
<i>Balance courante (%PIB) FMI 2022</i>	-10,5	-5,4	-13,0	-6,6
<i>Transferts de la diaspora (%PIB) BM 2020</i>	18,6	3,7	2,6	0,8
<i>Réserves de change (mois d'import) BM 2021*</i>	9,6	5,5	9,5	4,4
Développement				
<i>IDH BM 2020</i>	0,55	0,53	0,80	0,80
<i>Espérance de vie à la naissance ONU 2015-2020</i>	64,0	66,5	74,8	73,3
<i>Taux de pauvreté (< 1,90 USD/jours, %) BM 2018*</i>	19,1	78,9	0,2	0,5
<i>Emissions de CO² par habitant (tonnes) BM 2019</i>	0,4	0,1	3,3	6,2
Notation Dette Souveraine				
<i>S&P</i>	-	B-(+)	-	-
<i>Moody's</i>	-	-	Baa3	-
<i>Fitch</i>	-	-	-	B+
Politique Monétaire				
<i>Taux directeur*</i>	2,16	13,00	4,50	2,00

*Dernière donnée disponible

Contacts

Kenya, Somalie, Burundi, Rwanda

Page pays : [Kenya](#) / [Somalie](#) / [Burundi](#) / [Rwanda](#)

Twitter : [DG Trésor Kenya](#)

Contact : Jérôme BACONIN jerome.baconin@dgtresor.gouv.fr

En collaboration avec l'ambassade de France à Kigali : quentin.dussart@diplomatie.gouv.fr

Madagascar, Comores, Maurice, Seychelles

Page pays : [Madagascar](#) / [Seychelles](#) / [Maurice](#) / [Comores](#)

Twitter : [DG Trésor Madagascar](#)

Contact : Beatrice ALPERTE beatrice.alperte@dgtresor.gouv.fr

Ethiopie, Erythrée, Djibouti

Page pays : [Ethiopie](#) / [Djibouti](#) / [Erythrée](#)

Contact : Julien DEFRANCE julien.defrance@dgtresor.gouv.fr

Ouganda, Soudan du Sud

Page pays : [Ouganda](#) / [Soudan du Sud](#)

Contact : Gregory SIDRAC gregory.sidrac@dgtresor.gouv.fr

Tanzanie

Page pays : [Tanzanie](#)

Contact : Annie BIRO annie.biro@dgtresor.gouv.fr

Soudan

Page pays : [Soudan](#)

Contact : Almuiz MOHAMAD almuiz.mohamad@dgtresor.gouv.fr

La direction générale du Trésor est présente dans plus de 100 pays à travers ses Services économiques.
Pour en savoir plus sur ses missions et ses implantations : www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international