

Les Corridors Énergétiques en **Afrique**

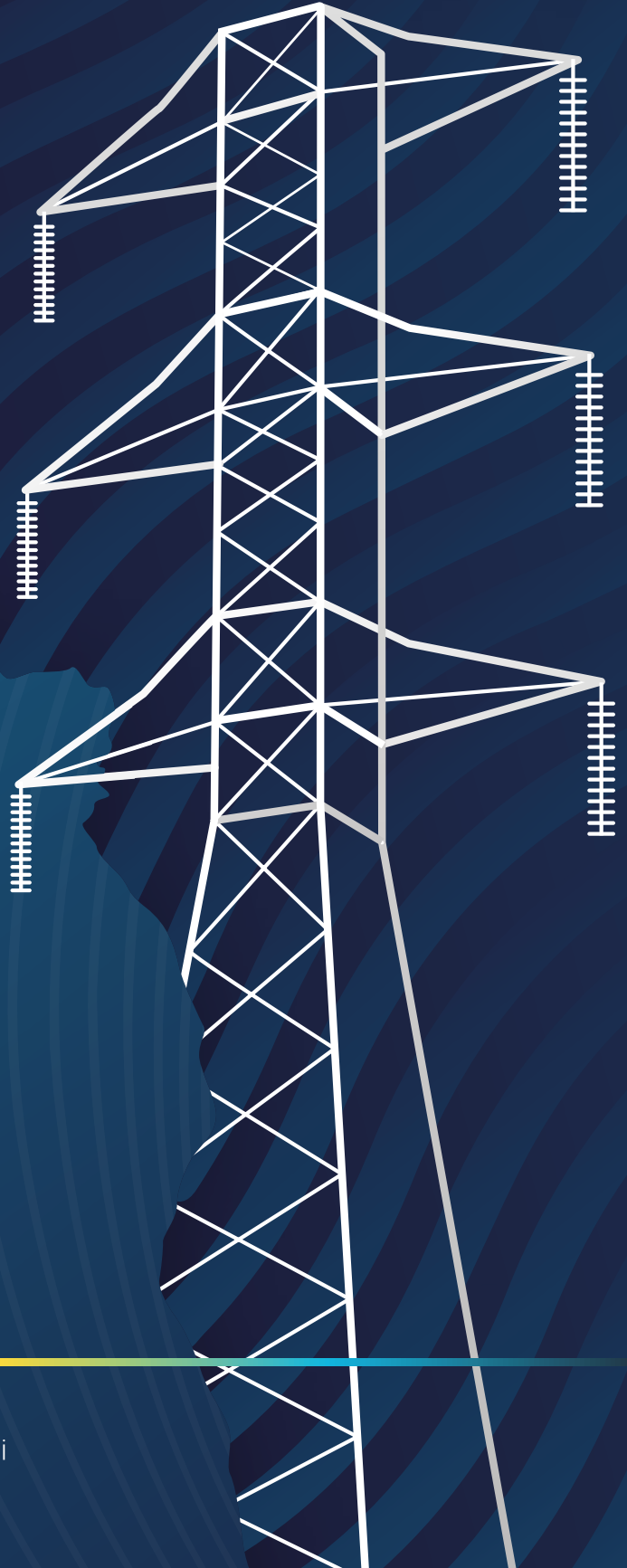
Clé de la Transition Écologique et de
l'Intégration Régionale

Auteurs

Mondher Khanfir
Souheil El Alimi

Contributeurs

Nidhal Ouerfelli
Ahmed Laribi

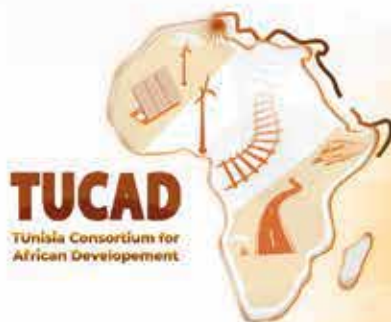


TUNISIA is your
GATEWAY TO AFRICA

TABC
TUNISIA - AFRICA
BUSINESS COUNCIL



Reconnecte la Tunisie à l'Afrique



www.tucad.com.tn

www.acp.com.tn

03, Rue du 1^{er} juin 1955 Mutuelle ville, 1082 - Tunis

(+216) 71.751.935

(+216) 71.782.860

contact@tabc.org.tn

www.tabc.org.tn

[tabc.officiel](https://www.facebook.com/tabc.officiel)

suivez-nous sur :



Préface



Ouael Chouchene

Secrétaire d'Etat à la Transition Energétique.
République Tunisienne

L'Afrique avance, portée par une conviction profonde : son avenir énergétique sera le socle de son développement. Nos ressources et nos talents tracent déjà les chemins d'un continent qui veut produire, transformer et échanger son énergie au service de sa propre prospérité. Les corridors énergétiques ne sont pas de simples infrastructures, ils sont les artères d'une Afrique interconnectée, solidaire et ambitieuse. Ils incarnent notre capacité à dépasser les frontières pour partager la lumière, littéralement et symboliquement, celle de l'électricité, mais aussi celle de la connaissance et de l'innovation.

La Tunisie, au carrefour de l'Afrique et de l'Europe, s'engage pleinement dans cette dynamique. Notre vision est claire : faire de la connectivité énergétique un levier de souveraineté et un moteur de croissance durable, au service des peuples africains et de leur avenir commun. Le projet ELMED, première interconnexion en courant continu entre l'Afrique et l'Europe, s'inscrit dans cette ambition. Il démontre que l'intégration régionale n'est pas une idée abstraite, mais une réalité en construction, capable d'ouvrir la voie à un marché énergétique méditerranéen plus stable, plus efficient et mieux interconnecté. Les résultats de l'étude que nous découvrons dans ce rapport viennent renforcer cette conviction : celle d'une Afrique résiliente, unie et résolument tournée vers un futur bas-carbone. Puissent ces travaux nourrir un élan collectif pour que l'énergie devienne enfin ce qu'elle doit être : une force d'unité et d'échange.

Les Corridors Énergétiques en Afrique

Clé de la Transition Écologique et de l'Intégration Régionale

Auteurs

Mondher Khanfir, Souheil El-Alimi

Contributeurs

Nidhal Ouerfelli, Ahmed Laribi

Coordination scientifique et édition

Mondher Khanfir

Policy Advisor – Head of the TABC Think Tank

"For a Shared Prosperity in Africa"

Contact : mondher@khanfir.info

Mentions légales et copyright

© 2025 – Tous droits réservés.

Ce rapport peut être cité en mentionnant la source suivante :

« Les Corridors Énergétiques en Afrique – Clé de la Transition Écologique et de l'Intégration Régionale »,
M. Khanfir & S. El-Alimi (2025).

Toute reproduction à des fins commerciales ou sans autorisation écrite est interdite.

“ **L’avenir de l’Afrique dépendra de sa capacité à maîtriser l’énergie et la science.** ”

Cheikh Anta Diop

Remerciements

Ce rapport a été conçu grâce à l’engagement d’experts et de partenaires, à qui nous exprimons notre profonde gratitude, notamment : Aux chercheurs et acteurs du secteur énergétique africain pour leurs précieuses contributions.

Aux organismes internationaux et panafricains ayant mis à notre disposition des données statistiques et faciliter les échanges À toute l’équipe mobilisée par TABC pour la promotion de ce rapport, en particulier MM. Anis Jaziri et Ghassen Dridi, ainsi que Aziz Temani pour l’édition graphique.

Les Corridors Énergétiques en Afrique

Clé de la Transition Écologique et de l'Intégration Régionale

Auteurs

Mondher Khanfir, Souheil El Alimi

Contributeurs

Nidhal Ouerfelli, Ahmed Laribi

Résumé

Cette étude positionne la Transformation Écologique et Industrielle (TEI) comme le nouveau paradigme stratégique de l'intégration africaine. Elle dépasse la logique de l'accès à l'électricité pour replacer l'énergie au cœur du développement productif, de la compétitivité industrielle et de la souveraineté continentale.

Dans cette perspective, la transition écologique n'est pas seulement un impératif climatique : elle devient le moteur d'une économie bas-carbone, inclusive et interconnectée, où l'énergie alimente les chaînes de valeur locales et les pôles de croissance régionaux.

L'étude démontre que la souveraineté énergétique ne réside pas uniquement dans la production, mais dans la capacité des États à servir en priorité leurs besoins endogènes — agriculture, industrie, services — avant d'alimenter les marchés extérieurs.

Cette approche favorise une montée en puissance interne, tout en préparant l'Afrique à devenir un fournisseur stratégique d'énergie propre (électricité verte, hydrogène, ammoniac) sur les marchés mondiaux.

Les corridors énergétiques sont présentés comme les artères de cette transformation, véritables systèmes nerveux du continent.

Reliant production, transport et usage productif, ils intègrent les dimensions du Nexus Eau-Énergie-Alimentation-Écosystème (WEFE) et permettent la création de marchés régionaux interconnectés.

Ces corridors favorisent la mutualisation des ressources, réduisent les coûts de production et renforcent la sécurité d'approvisionnement, tout en soutenant la résilience climatique et la souveraineté productive.

L'étude introduit une taxonomie énergétique inédite, distinguant cinq profils régionaux selon les coûts, l'intensité énergétique et la part d'énergies renouvelables. Cette classification, loin de souligner les fractures, sert de base analytique à la complémentarité régionale et à la conception différenciée des corridors interconnectés.

Elle s'appuie également sur une théorie du changement articulée autour de trois ruptures systémiques:

- **Technologique:** accélérer l'innovation endogène et la production locale d'équipements.
- **Infrastructurelle:** bâtir des corridors énergétiques intelligents et interconnectés.
- **Institutionnelle:** harmoniser les cadres réglementaires et mutualiser les financements.

Le rapport trace une feuille de route pour renforcer la bancabilité, la résilience et la souveraineté énergétique du continent.

Il recommande de faire des corridors énergétiques les instruments d'une intégration régionale active, en harmonisant les cadres réglementaires, en mutualisant les investissements et en encourageant les projets à fort potentiel d'interconnexion.

Les infrastructures et l'innovation doivent être au cœur de cette stratégie: modernisation des réseaux, stockage, énergies renouvelables et smart grids, appuyés par des programmes d'expérimentation technologique à l'échelle continentale.

Sur le plan financier, la mise en place de véhicules mixtes de financement -blended finance, obligations vertes, garanties régionales mutualisées- est essentielle pour réduire le risque-pays et attirer durablement le capital privé et institutionnel.

Ces instruments doivent s'articuler avec les cadres stratégiques panafricains tels que l'Agenda 2063, le PIDA et l'AfSEM, afin d'assurer une cohérence entre planification, financement et mise en œuvre.

Le rapport insiste également sur la valorisation du capital humain et technologique africain : formation, transfert de savoir-faire et émergence de filières industrielles locales (panneaux solaires, électrolyseurs, batteries).

L'accès équitable à l'énergie, notamment via les mini-grids et les solutions hors réseau, demeure une priorité sociale et territoriale, de même que l'activation du nexus Eau-Énergie-Alimentation, moteur d'une transformation circulaire des territoires.

Enfin, une coopération internationale renouvelée est indispensable pour aligner les initiatives globales sur les priorités africaines et sécuriser les conditions de financement et de transfert technologique.

Ainsi conçus, les corridors énergétiques africains deviennent bien plus que des infrastructures : ils constituent les artères d'une transformation écologique et industrielle inclusive, porteurs d'une souveraineté partagée et d'un leadership africain dans la transition mondiale vers une économie décarbonée.

Mots-clés

Corridors énergétiques, Intégration régionale, Transition écologique, Transformation industrielle, Énergies renouvelables, Accès à l'électricité, Pools énergétiques, Marché de l'électricité, Infrastructure énergétique, Gouvernance énergétique, Investissements, Hydrogène vert, Développement industriel bas carbone, Souveraineté énergétique

Energy Corridors in Africa

Key to Ecological Transition and Regional Integration

Authors

Mondher Khanfir, Souheil El Alimi

Contributors

Nidhal Ouerfelli, Ahmed Laribi

Abstract

This study positions Ecological and Industrial Transformation (EIT) as the new strategic paradigm for African integration. It moves beyond the narrow logic of electricity access to place energy at the heart of productive development, industrial competitiveness, and continental sovereignty.

In this perspective, the ecological transition is not merely a climate imperative; it becomes the driver of a low-carbon, inclusive, and interconnected economy where energy fuels local value chains and regional growth hubs.

The study demonstrates that energy sovereignty lies not only in production capacity but in the ability of States to prioritize domestic needs—agriculture, industry, and services—before exporting to external markets.

This approach strengthens internal growth while preparing Africa to become a strategic supplier of clean energy (green electricity, hydrogen, ammonia) to global markets.

Energy corridors are presented as the arteries of this transformation, the continent's true nervous system. Linking production, transport, and productive use, they integrate the dimensions of the Water–Energy–Food–Ecosystem (WEFE) Nexus and enable the creation of interconnected regional markets.

These corridors promote resource pooling, reduce production costs, and enhance supply security, while supporting climate resilience and productive sovereignty.

The study introduces a novel energy taxonomy that distinguishes five regional profiles based on costs, energy intensity, and renewable energy share. This classification, rather than emphasizing divides, provides an analytical foundation for regional complementarity and for designing differentiated, interconnected corridors.

It is grounded in a theory of change structured around three systemic disruptions:

- **Technological:** accelerating endogenous innovation and local equipment manufacturing
- **Infrastructural:** building intelligent and interconnected energy corridors.
- **Institutional:** harmonizing regulatory frameworks and pooling financial resources.

The report sets out a roadmap to strengthen Africa's bankability, resilience, and energy sovereignty.

It recommends positioning energy corridors as instruments of active regional integration, by harmonizing policies, pooling investments, and promoting projects with strong interconnection potential.

Infrastructure and innovation must be central to this strategy: modernizing grids, developing storage systems, renewable energy, and smart grids, supported by continent-wide technological pilot programs.

On the financial front, the creation of blended finance vehicles -green bonds, pooled regional guarantees, and risk-mitigation mechanisms- is essential to reduce country risk and attract both private and institutional capital sustainably.

These instruments should align with continental strategic frameworks such as Agenda 2063, PIDA, and AfSEM, ensuring coherence between planning, financing, and implementation.

The report also stresses the importance of leveraging Africa's human and technological capital through training, knowledge transfer, and the emergence of local industrial clusters (solar panels, electrolyzers, batteries).

Equitable access to energy -particularly through mini-grids and off-grid solutions- remains a social and territorial priority, as does the activation of the Water-Energy-Food Nexus, a key driver of territorial circular transformation.

Finally, renewed international cooperation is essential to align global initiatives with African priorities and secure financing and technology transfer conditions.

Conceived in this way, African energy corridors become far more than infrastructure—they form the arteries of an inclusive ecological and industrial transformation, carriers of shared sovereignty and African leadership in the global transition toward a decarbonized economy.

Key words

Energy corridors, Regional integration, Ecological transition, Industrial transformation, Renewable energy, Access to electricity, Power pools, Electricity market, Energy infrastructure, Energy governance, Investment, Green hydrogen, Low-carbon industrial development, Energy sovereignty.

Sommaire

Section 1: Une Afrique énergétique en mutation	17
1.1 Nouveaux paradigmes énergétiques et reconfiguration géopolitique	18
1.2 La transformation énergétique et industrielle au cœur des rapports de puissance	19
1.3 Vers une souveraineté énergétique africaine	19
1.4 L'accélération des interconnexions énergétiques en Afrique	21
1.5 Technologies de pointe au service d'une industrialisation endogène	23
Section 2. Cartographie de la production énergétique primaire en Afrique	26
2.1 Le pétrole et dérivés : un potentiel concentré	27
2.2 Le gaz naturel : une ressource en expansion	28
2.3 Le charbon: une dépendance résiduelle mais persistante	31
2.4 Dynamiques énergétiques nationales et perspectives	33
Section 3. Production d'électricité et montée en puissance des énergies renouvelables	35
3.1 La production d'électricité par région et par source	36
3.2 La montée en puissance de l'électricité verte	37
3.3 Une lente intégration de nouvelles technologies dans le domaine de l'énergie	38
3.4 Mix énergétique et leviers corridor	38
Section 4. Cartographie de la demande énergétique en Afrique	41
4.1 Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) par région et par pays	42
4.2 Consommation nette d'électricité par région et par pays	43
4.3 Profilage énergétique et géostratégie des Corridors	45
4.4 Transformation productive par les corridors énergétiques	56
4.5 Coopération technologique et régionale pour une sécurité énergétique renforcée	57

Section 5. Décarbonation et transition écologique en Afrique **61**

5.1 Analyse des émissions Carbone et défis	62
5.2 Diplomatie énergétique et compétition géopolitique	62
5.3 Modèle de co-développement : L'Afrique du Nord, hub stratégique	63
5.4 Les Corridors, mécanisme d'équilibrage du bilan Carbone	64

Section 6: Intégration régionale en Afrique et coopération énergétique **66**

6.1 Coopération énergétique et initiatives soutenues par l'Union Africaine	67
6.2 Les Power Pools: Un Master Plan énergétique continental à consolider	67
6.3 Des Corridors Énergétiques comme artères de développement	70
6.4 Evolution des Power Pool en marchés de l'énergie en Afrique	71

Section 7. Synthèse et Recommandations **74**

7.1 Les points saillants de l'étude	75
7.2 Une Théorie du Changement fondée sur trois ruptures systémiques	75
7.3 Des corridors énergétiques pour une transition juste et souveraine	76
7.4 Recommandations pour une transition écologique et industrielle	77

Section 8. Annexes **79**

Monographies énergétiques pays	80
--------------------------------	----

Acronymes

ACRONYME	DÉSIGNATION
BAD	– Banque Africaine de Développement
BEI	– Banque Européenne d'Investissement
BP	– British Petroleum
CAPP	– Central African Power Pool
CEDEAO	– Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest
CLSG	– Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée (projet d'interconnexion)
CO ₂	– Dioxyde de carbone
DG	– Direction Générale
EAPP	– Eastern Africa Power Pool
ELMED	– Projet d'interconnexion électrique entre la Tunisie et l'Italie
ENI,	– Ente Nazionale Idrocarburi
FLNG	– Floating Liquefied Natural Gas
FVC	– Fonds Vert pour le Climat
GCF	– Green Climate Fund
GME	– Gazoduc Maghreb-Europe
GNL	– Gaz Naturel Liquéfié
GTA	– Greater Tortue Ahmeyim
HVAC,	– High Voltage Alternating Current
HVDC,	– High Voltage Direct Current
LNG,	– Liquefied Natural Gas
MENA,	– Middle East and North Africa
MW,	– Mégawatt
NAPP	– North African Power Pool
NBI	– Nile Basin Initiative
NOC,	– National Oil Company
ONG,	– Organisation Non Gouvernementale
OPEP	– Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PIB,	– Produit Intérieur Brut
PIDA	– Programme de Développement des Infrastructures en Afrique
RDC	– République Démocratique du Congo
SADC	– Southern African Development Community
SAPP	– Southern African Power Pool
STEG	– Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz
TEN	– Tweneboa, Enyenra, Ntomme (champs pétroliers offshore au Ghana)
TJ	– Tera Joule
TRANSCO	– Transmission Company
UA	– Union Africaine
UE	– Union Européenne
USD	– United States Dollar
WAPP	– West African Power Pool

Liste des graphiques

Figure 01	Potentiel des ressources renouvelables par continent en TWh/an (2023)
Figure 02	Consommation d'énergie en Kg équivalent pétrole par habitant (2023)
Figure 03	Approvisionnement énergétique total en Kg.ep par 1000 US\$ de PIB (PPA constant 2021)
Figure 04	Des réseaux nationaux à l'échelle continentale: Le cas des marchés énergétiques africains unifiés
Figure 05	Production de pétrole par région en Afrique (2024)
Figure 06	Géographie pétrolière en Afrique en kBBl/j (2024)
Figure 07	Production mondiale du gaz naturel par continent en milliards de m3 (2023)
Figure 08	Production africaine de gaz naturel par pays en milliards de m3 (2023)
Figure 09	Production Africaine du Gaz naturel par zone en milliards m3 (2023)
Figure 10	Production Africaine de charbon par continent en millions de tonnes (2023)
Figure 11	Production de charbon par pays en millions de tonnes (2023)
Figure 12	Génération nette d'électricité en TWh (2023)
Figure 13	Production d'électricité par région et par source en TWh (2023)
Figure 14	Évolution de la Consommation Totale Finale d'énergie par région en MMtep (2023)
Figure 15	Évolution de la Consommation Nette d'Électricité par région en TWh (2023)
Figure 16	Consommation nette, Accès et Prix de l'électricité en Afrique (2023)
Figure 17	Prix, Consommation Nette et Accès à l'électricité (2023)
Figure 18	Prix du kWh, Intensité énergétique et Accès à l'électricité (2023)
Figure 19	Part des renouvelables dans le mix électrique v/s intensité énergétique (2023)
Figure 20	Évolution des émissions Carbone par région en Afrique en MtCO2 (2023)
Figure 21	Émissions Carbone par Pays en MtCO2 (2023)
Tableau 01	Effets du levier Corridor sur le mix énergétique
Tableau 02	Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) par région et par pays (2023)
Tableau 03	Principaux indicateurs énergétiques liés à l'électricité par région et par pays (2023)
Tableau 04	Classement des pays (Top Max / Min) par leurs parts d'énergies renouvelables dans la CTFE (2022).
Tableau 05	Consommation Nette d'Électricité par région et pays (2023)

Liste des tableaux

- Tableau 01 Effets du levier Corridor sur le mix énergétique
- Tableau 02 Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) par région et par pays (2023)
- Tableau 03 Principaux indicateurs énergétiques liés à l'électricité par région et par pays (2023)
- Tableau 04 Classement des pays (Top Max / Min) par leurs parts d'énergies renouvelables dans la CTFE (2022).
- Tableau 05 Consommation Nette d'Électricité par région et pays (2023)

Bibliographie

Saadi, N., Miketa, A., & Howells, M. (2015). African Clean Energy Corridor: Regional integration to promote renewable energy fueled growth. *Energy Research & Social Science*, 5, 130-132.

Walter, K., & Bosch, S. (2015). Réseau intercontinental d'approvisionnement énergétique – scénario pour un tracé de la ligne de transport électrique de l'Afrique du Nord à l'Europe centrale. *Revue Géographique de l'Est*, 55(1-2).

Leidreiter, A., & Boselli, F. (2015). 100% énergies renouvelables : renforcer le développement au Maroc. *World Future Council*.

Ouedraogo, N. S. (2017). Africa energy future: Alternative scenarios and their implications for sustainable development strategies. *Energy Policy*, 106, 457-471.

IRENA (2018). *Renewable Energy Outlook: Egypt*. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.

Berahab, R. (2019). *Energies renouvelables en Afrique : enjeux, défis et opportunités*. Policy Center for the New South, Rabat.

Royaume du Maroc – Ministère de l'Énergie, des Mines et de l'Environnement. (2020, août). *Stratégie nationale de l'efficacité énergétique 2030*. Rabat.

Tyler, G. (2020). *Renewable Energy in Africa: An opportunity in a time of crisis*.

IRENA (2021). *The Renewable Energy Transition in Africa: Powering Access, Resilience and Prosperity*.

Revue Africaine de Droit de l'Environnement (2021). *Énergies renouvelables, transition énergétique et enjeux climatiques en droit africain* (n°6).

Royaume du Maroc – Ministère de la Transition Énergétique et du Développement Durable. (2021, octobre). *Stratégie bas carbone à long terme – Maroc 2050*. Rabat.

Institut de relations internationales et stratégiques (IRIS). (2021, juin). *Les enjeux énergétiques en Afrique du Nord : Algérie, Libye, Égypte*. Observatoire de la sécurité des flux énergétiques.

Mokrani, M. A. (2022, septembre). *La transition énergétique en Algérie, au Maroc et en Tunisie*. Natural Resource Governance Institute.

Khattabi, A., & Amrane, F. E. Z. (2022). Les énergies renouvelables, levier de transition énergétique et de développement territorial durable au Maroc ? Cas de la région Tanger. *Revue Économie & Kapital*, 1(21).

ACET (2023). *African Transformation Report 2023: Growth with DEPTH and the Africa Transformation Index (ATI)*. Accra: African Center for Economic Transformation (ACET).

RES4Africa Foundation (2023). *Africa's Energy Future is Renewable: Flagship Publication 2023*. Rome.

Egypt Energy (2023). *North Africa Overview Report 2023*.

Tanchum, M., Martin, A. P., Suleiman, H., Sainati, T., & Juarez Cornelio, J. R. (2023). *Renewable Energy and Electricity Interconnection Megaprojects in North Africa: Prospects for Euro-North Africa Cooperation*.

Presidency of the Republic of South Africa (2023, November). *Just Energy Transition Implementation Plan 2023-2027*. Pretoria.

OECD (2023). *Un meilleur accès à l'énergie pour les Africains*. 4ème forum international sur les perspectives africaines.

GIZ (2023) *The Renewable Energy Transition in Africa. Powering Access, Resilience and Prosperity*

REN21 (2023). *Renewables 2023 Global Status Report Collection, Renewables in Energy Demand*

BLOOMBERGNEF (2024). *Africa Power Transition Factbook 2024*

Boucetta, M. (2024). *Vers une transition énergétique juste pour l'Afrique* (Policy Brief n°2405). Policy Center for the New South.

UNECA (2024). *Rapport de la 42e réunion du Comité d'experts de la Conférence des ministres africains des finances, de la planification et du développement économique*.

UNECA (2024). *Rapport de la 3e réunion du Comité du développement du secteur privé, de l'intégration régionale, du commerce, de l'infrastructure, de l'industrie et de la technologie*. Victoria Falls, 28 fév.-1 mars.

AFRI-WATCH (2024, juin). *Opportunités et obstacles liés à la transition énergétique en Afrique*.

La Naissance de Corridors d'Énergie et de Développement Afrique-Europe (2023, conférence, Salah Hannachi, ATLAS R21, 26.11.2023).

Hamilton, J., Ubhi, A., Gaubinger, I., Marks, J., Howard, M., Mukeredzi, T., Elemide, A., & Haines, D. (2023-2024). *European Financial Flows on SDG7 to Africa: 2022 Report*. GIZ/Africa-EU Energy Partnership (AEEP).

Ayamolowo, O. J., & Kusakana, K. (2025). *Assessment of renewable energy development in Africa using the SWOT analysis model: Cases of South Africa, Nigeria, Egypt, and Kenya*. *Electrical Engineering*, 1-23.



Section 1

Une Afrique énergétique en mutation

L'Afrique se trouve à un tournant décisif de son développement énergétique. Le continent dispose d'un potentiel remarquable, tant en ressources fossiles qu'en énergies renouvelables, capables de couvrir des besoins intérieurs croissants et de contribuer à la transition énergétique mondiale. Pourtant, ce potentiel demeure sous-exploité. Le déficit d'infrastructures, la fragmentation des marchés régionaux, les risques (réglementaires, de change, de contrepartie) et les fortes inégalités d'accès à l'électricité freinent un développement intégré, durable et inclusif. Cette section montre comment des corridors énergétiques, appuyés sur des interconnexions fiables, des règles de marché qui valorisent la flexibilité et un ancrage industriel structurant, peuvent réduire les coûts, lisser l'intermittence et accélérer l'industrialisation verte. Elle pose les bases d'une souveraineté énergétique africaine fondée sur des échanges maîtrisés et une bancabilité renforcée.

- 1.1 Nouveaux paradigmes énergétiques et reconfiguration géopolitique
- 1.2 La transition énergétique au cœur des rapports de puissance
- 1.3 Vers une souveraineté énergétique africaine
- 1.4 L'accélération des interconnexions énergétiques en Afrique
- 1.5 Technologies de pointe au service d'une industrialisation endogène

1.1 Nouveaux paradigmes énergétiques et reconfiguration géopolitique

Dans un contexte où les dynamiques énergétiques mondiales sont profondément reconfigurées, entre tensions géopolitiques, impératifs climatiques et mutations technologiques, l'Afrique est appelée à redéfinir sa place. L'énergie y reste un pilier stratégique pour la souveraineté, la compétitivité industrielle et l'intégration régionale.

Plusieurs pays du continent amorcent une transition vers des modèles énergétiques diversifiés et résilients, cherchant à sortir du rôle historique de simples exportateurs de matières premières pour devenir des producteurs et transformateurs à forte valeur ajoutée.

A cet égard, la transition énergétique mondiale redessine les équilibres géopolitiques traditionnels.

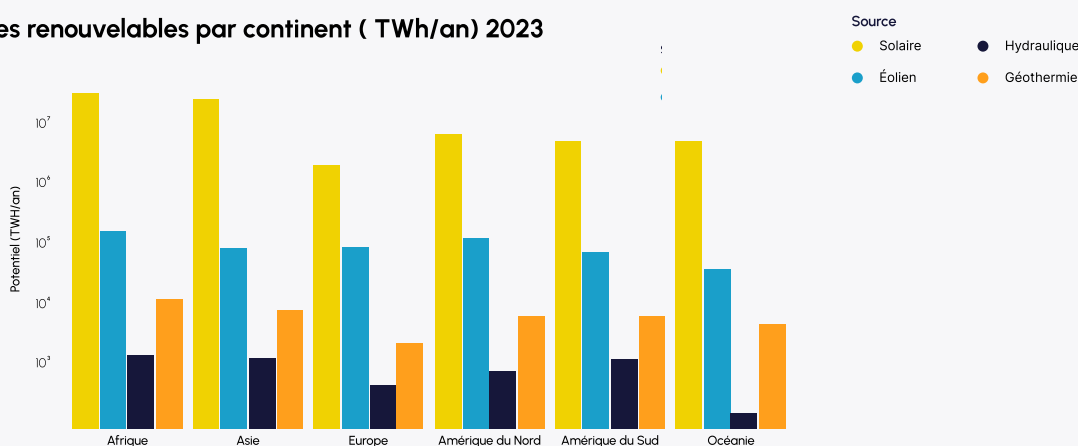
La décarbonation rapide des économies avancées, la montée en puissance des technologies bas-carbone, et la sécurisation des chaînes d'approvisionnement en matières premières critiques redéfinissent les priorités stratégiques des États. Dans ce contexte, les pays dotés de ressources renouvelables abondantes s'affirment comme de nouveaux pôles d'attraction géo-économique.

L'Afrique dispose de tous les atouts pour occuper une place centrale dans ce nouveau paysage énergétique. Elle abrite: es plus forts potentiels solaires mondiaux (zone sahélienne), d'importants bassins hydroélectriques (Nil, Congo), un potentiel éolien en croissance (Maghreb, Corne de l'Afrique) et des ressources géothermiques encore sous-exploitées (Rift est-africain).

figure 1

Potentiel des ressources renouvelables par continent (TWh/an) 2023

Source: IEA
WWW.iea.gov



Le potentiel énergétique en Afrique représente en cumulé plus de 60 000 000 TWh annuel (cf. graphique 1). Pourtant, le continent reste celui où les taux d'accès à une énergie moderne, fiable et abordable sont les plus faibles : près de 600 millions d'Africains n'ont toujours pas accès à l'électricité, et plus de 900 millions dépendent encore de combustibles traditionnels pour la cuisson.

Ce paradoxe énergétique compromet le développement économique et social du continent. Comme le souligne le rapport 'Etat de l'infrastructure en Afrique -2024' de l'Africa Finance Corporation (AFC), l'absence d'un système énergétique moderne constitue un frein majeur à l'industrialisation, à la compétitivité des entreprises locales et à la transformation locale des ressources. Le cas de la Guinée est emblématique : bien qu'elle détienne les plus grandes réserves mondiales de bauxite, son déficit d'infrastructures énergétiques la prive de capacités de raffinage et de production d'aluminium, à la différence de l'Australie, qui valorise bien davantage ses ressources grâce à un système énergétique robuste, en particulier fondé sur le gaz naturel.

Dès lors, les politiques énergétiques africaines ne peuvent plus se limiter à mesurer les avancées à l'aune du seul taux d'électrification des ménages. Il devient urgent d'adopter des indicateurs plus adaptés aux enjeux de transformation structurelle, comme le "Modern Energy Minimum", c'est-à-dire le seuil minimal de consommation énergétique nécessaire pour répondre non seulement aux besoins sociaux de base, mais aussi pour alimenter les processus industriels et productifs. Or, selon l'AFC, pour que l'Afrique converge vers les niveaux des économies industrialisées, il faudrait au minimum tripler ce seuil de référence sur l'ensemble du continent.

Le retard énergétique est également visible à travers le niveau du capital énergétique accumulé. En 2019, la valeur du stock de capital énergétique en Afrique atteignait à peine 10,5 milliards USD (en prix constant), contre près de 64 milliards USD en Chine. Alors que la Chine a maintenu un rythme soutenu de croissance de son stock de capital (environ 10 % par an), l'Afrique est restée dans une dynamique de stagnation, avec une progression modérée de 2 à 4 % par an depuis le début des années 2000.

Face à ce constat, les corridors énergétiques apparaissent comme un levier stratégique pour dépasser ces blocages, en mutualisant les ressources, en interconnectant les réseaux et en soutenant l'industrialisation régionale. Ils offrent à l'Afrique la possibilité non seulement de répondre à ses besoins internes, mais aussi de s'imposer comme un acteur central de la transformation mondiale vers une économie bas-carbone.

1.2 La transformation énergétique et industrielle au cœur des rapports de puissance

La question énergétique est désormais inséparable des rapports de puissance mondiaux. Les choix opérés par les grandes économies en matière de décarbonation, de sécurisation des approvisionnements et de technologies de pointe redessinent l'équilibre géopolitique. Dans ce contexte, l'Afrique n'est plus seulement un réservoir de ressources : elle devient un espace stratégique où se joue l'avenir de la transition écologique globale. Traditionnellement, le débat s'est focalisé sur la notion de « transition énergétique ». Or, cette expression reste incomplète lorsqu'il s'agit d'expliquer les enjeux africains.

Elle décrit le passage d'un système fondé sur les énergies fossiles vers des systèmes bas-carbone, mais elle ne rend pas compte de l'exigence simultanée d'industrialisation. C'est pourquoi ce rapport consacre l'usage du terme « transformation énergétique et industrielle » qui porte deux dimensions : - La transformation énergétique : décarboner les systèmes de production et de consommation, développer les énergies renouvelables, renforcer l'efficacité énergétique et intégrer des technologies de stockage et de réseaux intelligents.

La transformation industrielle : adosser cette mutation énergétique à une montée en gamme productive, via la transformation locale des minerais critiques, la production d'acier vert, de fertilisants bas-carbone ou de composants pour l'électrification (panneaux solaires, batteries, câbles). Cette double dimension répond à un impératif stratégique, celui d'éviter que l'Afrique ne devienne une simple « batterie du monde » sans bénéfices industriels, et d'assurer que la décarbonation serve aussi la souveraineté productive et l'intégration régionale.

Ce qui positionne le continent comme co-architecte de la nouvelle économie bas-carbone mondiale. Cette approche rejoint les travaux de l'African Center for Economic Transformation (ACET), qui, à travers le cadre Growth with DEPTH (Diversification, Export competitiveness, Productivity, Technological upgrading, Human well-being), démontre que la transformation structurelle ne peut se limiter à l'énergie seule.

Elle doit s'inscrire dans une stratégie plus large de diversification productive et de montée en valeur ajoutée. Ainsi, la transformation énergétique et industrielle doit être comprise comme une rupture systémique : l'énergie y est à la fois un levier d'industrialisation, un catalyseur de compétitivité et un vecteur de souveraineté.

La mise en œuvre des Contributions Déterminées au niveau National (CDN) dans le cadre de l'Accord de Paris, ainsi que les initiatives comme le Partenariat Afrique-UE pour l'Énergie Verte, peuvent catalyser cette transformation en alignant investissements, transferts technologiques et diplomatie climatique.

Pour que cette transition soit une transition juste et souveraine, le continent devra investir massivement dans les technologies de stockage, les réseaux intelligents, les infrastructures de transport, mais aussi dans les compétences humaines et la gouvernance régionale.

Pour cela, des outils de gouvernance adaptés sont nécessaires : contrats d'achats d'énergie équitables, critères ESG locaux, fiscalité extractive incitative, et partage de la valeur dans les chaînes globales. L'Afrique doit se positionner non comme spectatrice, mais comme co-architecte de cette nouvelle économie mondiale bas carbone.

1.3 Vers une souveraineté énergétique africaine

1.3.1 Passer d'une logique extractive à une logique productive

Le modèle dominant d'exploitation des ressources énergétiques en Afrique repose encore largement sur des logiques extractives et des infrastructures héritées du passé, souvent qualifiées de modèles "pit-to-port".

Ces chaînes logistiques unidirectionnelles, centrées sur l'exportation de matières premières non transformées vers des marchés extérieurs, ont certes généré des revenus d'exportation, mais sans permettre de véritables gains en termes d'industrialisation ou de souveraineté économique.

Ce modèle atteint aujourd'hui ses limites. D'une part, il expose les économies africaines à la volatilité des cours mondiaux des matières premières. D'autre part, il prive le continent des effets multiplicateurs associés à la transformation locale : création d'emplois qualifiés, montée en gamme industrielle, renforcement des capacités technologiques, et développement de marchés régionaux intégrés.

La transition énergétique en Afrique doit donc s'accompagner d'une transition industrielle, en alignant la production énergétique sur les besoins des chaînes de valeur locales : raffinage des minerais, production d'acier vert, fertilisants à base d'hydrogène, ou encore fabrication de composants pour l'électrification (panneaux solaires, batteries, câbles, etc.).

L'Afrique dispose à cet égard de ressources critiques – lithium, cobalt, cuivre, manganèse – indispensables à la transition vers des technologies bas carbone.

La stratégie ne doit donc pas se limiter à produire de l'énergie pour les exporter ou alimenter les centres urbains. Elle doit intégrer la création de "zones industrielles vertes" ou de clusters de transformation adossés aux corridors énergétiques. Ces pôles peuvent permettre de capter une plus grande part de la chaîne de valeur, à condition d'être soutenus par:



une infrastructure énergétique fiable, à coût compétitif.



une interconnexion avec les marchés régionaux et les ports d'exportation.



un cadre fiscal, foncier et douanier favorable à l'investissement productif.

L'exemple des zones industrielles intégrées développées par ARISE IIP (Gabon, Bénin, Togo), avec l'appui de l'AFC, illustre la faisabilité d'un tel modèle.

L'exemple des zones industrielles intégrées développées par ARISE IIP (Gabon, Bénin, Togo), avec l'appui de l'AFC, illustre la faisabilité d'un tel modèle. Ces zones, connectées à des infrastructures portuaires et énergétiques dédiées, permettent l'implantation d'industries de transformation, notamment dans le bois, le textile ou les matériaux de construction, en générant une forte valeur ajoutée locale.

C'est en ce sens que les corridors énergétiques doivent devenir des vecteurs de développement de chaînes de valeur intégrées, circulaires et sobres en carbone, rompant avec les logiques d'enclavement ou de dépendance à l'aval.

La consommation d'énergie par habitant, exprimée en kg équivalent pétrole, reste un indicateur utile pour appréhender le niveau de développement économique. Elle varie entre 1 170 et 2 440 kg/hab/an en Afrique, sans lien direct avec le degré d'industrialisation. (cf. figure 2)

Ramenée par 1000 US\$ de PIB, la consommation énergétique met en évidence des poches d'intensité élevée (cf. figure 3). Selon la carte, la RDC, le Mozambique, la Zambie, Madagascar et la Libye figurent parmi les plus énergivores (Kg.ep/1 000 \$ de PIB élevés). À l'inverse, plusieurs pays côtiers d'Afrique de l'Ouest affichent des intensités plus faibles.

Cette intensité énergétique élevée ne signifie pas « prospérité », mais relève souvent de:

- une structure productive extractive (mines, métallurgie, raffinage) très consommatrice d'énergie par unité de valeur ajoutée – ex. cuivre (Zambie), aluminium (Mozambique), activités minières (RDC).

figure 2
Consommation d'énergie en Kg équivalent pétrole (Kg.ep) par habitant

Source: IEA Energy Statistics Data Browser.
iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser

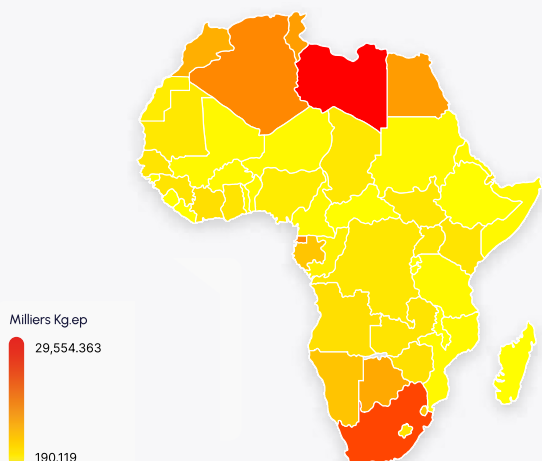
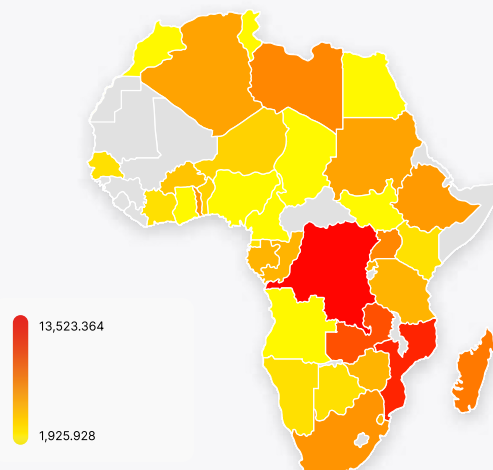


figure 3
Approvisionnement énergétique total en Kg.ep par 1000 US\$ de PIB (PPA constant 2021)

Source: IEA Energy Statistics Data Browser.
iea.org/data-and-statistics/data-tools/energy-statistics-data-browser



- des systèmes peu efficaces : pertes techniques élevées, génération thermique obsolète, forte dépendance aux groupes électrogènes diesel, faible efficacité des usages finaux.
- un effet dénominateur : un PIB par tête faible (et une base de services réduite) accroît mécaniquement le ratio Kg.ep / unité de PIB.
- Réduire l'intensité ne veut pas dire « consommer moins d'énergie » au détriment de l'activité, mais produire plus de valeur par unité d'énergie. Les priorités seraient d'atteindre:
 - une efficacité industrielle (procédés, chaleur, moteurs, récupération de chaleur fatale) et réhabilitation des centrales/réseaux (réduction des pertes).
 - une substitution du diesel par des solutions raccordées (grids) et renouvelables avec stockage.
 - une transformation industrielle (monter en gamme de valeur ajoutée) et réformes tarifaires ciblées qui incitent à l'efficacité. - une intégration régionale (interconnexions, marchés/power pools) pour lisser les pics, mutualiser l'hydro et le solaire+stockage, abaisser les coûts livrés.

1.3.2 Disparités régionales de la production énergétique en Afrique

Certains États, comme le Nigeria, l'Afrique du Sud, l'Égypte ou l'Algérie, concentrent à eux seuls l'essentiel de la production continentale, qu'il s'agisse d'hydrocarbures, de charbon ou d'électricité.

À l'inverse, de nombreux pays d'Afrique subsaharienne affichent une production très faible, souvent inférieure à leur propre demande domestique, ce qui se traduit par une dépendance chronique aux importations et un taux d'accès à l'énergie encore limité.

Ces écarts sont visibles non seulement en volume absolu (TWh ou Mtep), mais aussi en intensité énergétique par habitant ou par unité de PIB (cf. détails dans les fiches pays en annexe), soulignant le contraste entre économies exportatrices d'énergie et pays à forte vulnérabilité énergétique.

Cette géographie énergétique fragmentée souligne la faible intégration régionale des marchés de l'énergie (cf. figure 4) et la dispersion des infrastructures de transport et de transformation.

L'origine de ces disparités n'est pas uniquement économique ou géologique : elle est également institutionnelle et historique. Les réseaux électriques et gaziers, conçus pour desservir les capitales coloniales ou les zones minières d'exportation, n'ont jamais été conçus pour favoriser la connectivité régionale.

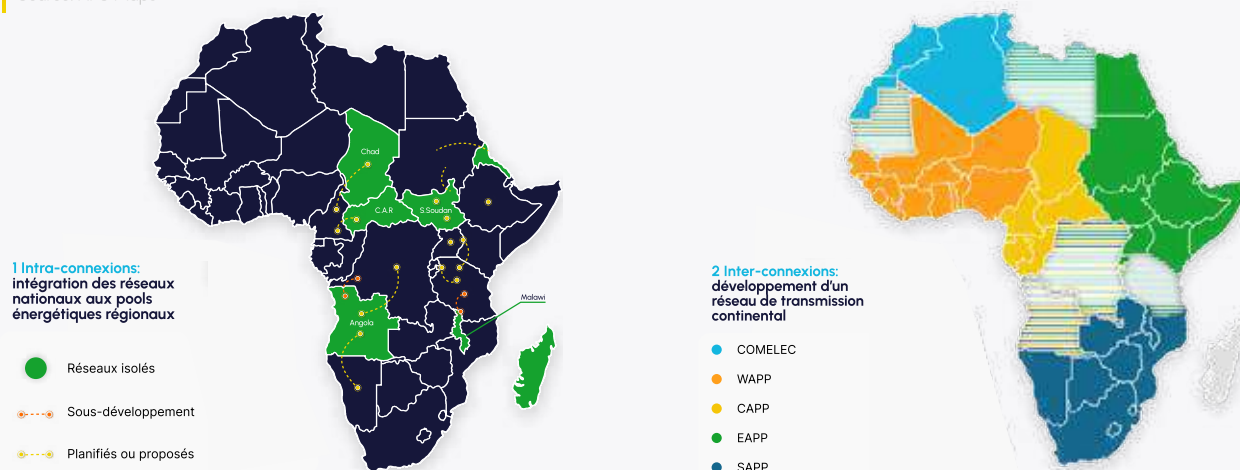
Aujourd'hui encore, cette fragmentation freine la mutualisation des capacités et limite les échanges transfrontaliers, alors que les potentialités d'équilibrage énergétique sont considérables (hydro du Congo, solaire du Sahel, gaz du Golfe de Guinée, éolien d'Afrique australe).

1.4 L'accélération des interconnexions énergétiques en Afrique

Le développement de réseaux interconnectés est fondamental pour sécuriser l'approvisionnement énergétique et renforcer l'intégration régionale et la coopération énergétique internationale. En Afrique, les projets d'interconnexion électrique permettent de mutualiser les ressources, réduire les coûts, mieux gérer les pics de consommation et faciliter l'intégration des énergies renouvelables, et aussi attirer les investissements.

figure 4
Des réseaux nationaux à l'échelle continentale
le cas des marchés énergétiques africains unifiés

Source: AFC Maps



Projets emblématiques illustrant la dynamique d'interconnexion

ELMED Interconnector (Tunisie – Italie)

Pays Concernés: Tunisie, Italie

Type: Interconnexion sous-marine à courant continu (HVDC)

850 M€
Investissement
dont 300 M€ co-financés par Union Européenne

≈200 KM
Longueur

600-1200 MW
Capacité

Statut:
En construction – mise en service prévue d'ici 2028

Partenaires:
STEG (Tunisie), Terna (Italie), Connecting Europe Facility

Objectifs stratégiques: Exporter l'électricité excédentaire, notamment renouvelable, vers l'Europe. Intégrer la Tunisie au marché électrique européen.

Interconnexion Égypte - Arabie Saoudite

Pays Concernés: Égypte - Arabie Saoudite

Type: Ligne HVDC à haute capacité

3000 MW
Capacité

Statut:
En construction

Partenaires:
Hitachi Energy, Orascom Construction, entreprises publiques

Objectifs stratégiques: Assurer un échange flexible d'électricité entre les deux pays selon les pics de demande.

Intérêt géopolitique: Ce projet positionne l'Égypte comme plateforme énergétique entre l'Afrique et la péninsule Arabique, avec un rôle croissant dans les flux transrégionaux d'électricité.

Projet CLSG (Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée)

Pays Concernés: Côte d'Ivoire – Libéria – Sierra Leone – Guinée

Type: Interconnexion régionale à courant alternatif (HVAC)

508 M USD
Investissement

225 KV
Capacité

1303 KM
Longueur

TRANSCO CLSG

Opérateur

Statut:
Opérationnel depuis 2023

Partenaires:
Banque mondiale, BAD, BEI, KfW

Objectifs stratégiques: Intégrer les pays au réseau ouest-africain (WAPP). Mutualiser la production électrique, avec la Côte d'Ivoire comme pôle exportateur. Réduire les coûts de l'électricité et élargir l'accès dans des zones post-conflit. Promouvoir la stabilité économique et politique régionale.

Intérêt géopolitique: Pilier du programme énergétique de la CEDEAO, le projet CLSG est un exemple réussi d'intégration électrique sous-régionale, alliant solidarité, efficacité et sécurité.

Ces projets démontrent que l'intégration énergétique africaine ne se limite pas à l'intérieur du continent : elle connecte aussi l'Afrique à ses voisins du nord et du Golfe, consolidant son rôle dans les nouvelles routes de l'énergie propre. L'essor des corridors transfrontaliers est donc un levier structurant pour l'influence géopolitique de l'Afrique dans le cadre de la transition mondiale.

1.5 Technologies de pointe au service d'une industrialisation endogène

1.5.1 L'impératif technologique pour la transition énergétique africaine

L'Afrique ne pourra réussir sa transition énergétique sans l'accès à l'innovation et le développement de la recherche scientifique pour une appropriation active des technologies innovantes. Il ne s'agit pas uniquement d'importer des solutions prêtes à l'emploi, mais de bâtir une capacité endogène d'innovation, d'adaptation et de production industrielle fondée sur le triptyque RDI « Recherche - Développement - Innovation ».

Le véritable enjeu réside alors dans le passage d'un statut de simple consommateur de technologies importées à celui de co-producteur, développeur et exportateur de solutions innovantes adaptées aux réalités africaines.

Les solutions doivent être :



Technologiquement fiables et intègre la chaîne de valeur industrielle



financièrement accessibles, avec des modèles économiques innovants (leasing, micro-crédit, prépaiement numérique)



Résilientes face aux conditions climatiques (chaleur, humidité, poussière) et aux contraintes d'infrastructures



Créatrices de valeur locale par la fabrication, l'assemblage et la maintenance sur le continent



Multiplicatrices d'effets socio-économiques en stimulant l'emploi qualifié, la compétitivité industrielle et la souveraineté énergétique.

1.5.2 Technologies disponibles ou adaptables localement

Certaines solutions sont déjà en cours d'essai en Afrique et peuvent être adaptées ou produites localement pour maximiser l'impact industriel :

Modules solaires photovoltaïques à faible coût : production régionale possible, notamment en intégrant du silicium africain.

Micro-réseaux intelligents (smart micro-grids) : connectés ou isolés, permettant la gestion décentralisée de l'énergie.

Systèmes de stockage (batteries lithium-fer-phosphate, sodium-ion, vanadium redox) : production locale de matériaux (manganèse, cobalt, vanadium).

Systèmes solaires thermiques : pour la cuisson, le pompage d'eau et les procédés industriels à basse température.

Mini-unités d'hydrogène vert : destinées à l'agriculture, aux transports et à la production d'ammoniac vert.

Technologies numériques appliquées à l'énergie : IoT, blockchain pour la facturation, plateformes de paiement mobile.

1.5.3 Structurer des partenariats de transfert technologique

Pour ancrer durablement l'innovation énergétique en Afrique, il est nécessaire de bâtir des partenariats équilibrés et pérennes :

Accords tripartites : entreprises technologiques internationales, gouvernements africains et investisseurs institutionnels ou privés.

Centres régionaux de R&D appliquée : spécialisés par filière (stockage en Afrique australe, solaire en Afrique du Nord, hydrogène en Afrique de l'Ouest).

Programmes de financement mixte (blended finance) : combinant fonds publics, capitaux privés et financements concessionnels pour réduire le risque.

Clusters industriels et zones franches : permettant l'industrialisation progressive des technologies avec des incitations fiscales.

1.5.4 Former une génération d'ingénieurs de la transition

Le facteur humain est la clé de la souveraineté technologique. L'Afrique doit investir massivement dans les compétences techniques, pluridisciplinaires et managériales :

Technopoles énergétiques régionales :
combinant centres de formation, incubateurs et usines pilotes.

Renforcement des filières universitaires :
en ingénierie énergétique, matériaux critiques, IA appliquée à l'énergie.

Programmes d'échanges Sud-Sud et Afrique-Asie :
transfert de savoir-faire avec l'Inde, la Chine, la Corée du Sud et le Vietnam.

Certification professionnelle panafricaine :
pour normaliser les compétences des techniciens et ingénieurs.

1.5.5 Les perspectives de l'électronucléaire en Afrique

Face à la croissance rapide de la demande énergétique et à l'impératif de décarbonation, l'électronucléaire représente une option stratégique de long terme pour l'Afrique. Bien que complexe et coûteux, son adoption progressive – notamment via les Small Modular Reactors (SMR) – pourrait renforcer la souveraineté énergétique, stimuler l'industrialisation et accélérer la transition climatique.

Atouts principaux

- Production massive et stable, faible empreinte carbone, diversification des sources d'énergie, développement d'écosystèmes scientifiques et technologiques.

Avancées actuelles

- L'Afrique du Sud exploite déjà la centrale de Koeberg, tandis que l'Égypte, le Nigéria, le Ghana, le Kenya, l'Ouganda, l'Algérie et le Maroc prévoient leurs premières capacités d'ici 2035.

Nouvelles technologies

- Les SMR (50–300 MW) offrent flexibilité, sécurité accrue et déploiement décentralisé, adaptés aux réseaux africains et aux sites industriels isolés. Plusieurs partenariats stratégiques émergent avec la Russie, la Chine, la Corée du Sud, ainsi que des acteurs européens et américains.

Vers une stratégie panafricaine

- La réussite du nucléaire en Afrique suppose une approche coopérative intégrée – mutualisation de la recherche et de la formation, harmonisation de la sûreté, industrialisation conjointe, solutions régionales de gestion des déchets et mécanismes de financement continuentaux – en s'appuyant sur l'AIEA et l'Agence africaine de l'énergie nucléaire.
- Nécessité d'un cadre réglementaire robuste, coûts initiaux très élevés, acceptabilité sociale et renforcement massif des compétences locales.

Le Thermo-Photovoltaïque : capter la chaleur jour et nuit, une technologie d'avenir pour l'Afrique

La conversion thermo-photovoltaïque (TPV) représente une opportunité stratégique unique pour le continent.

Principes de fonctionnement

- Absorbeur thermique captant la chaleur solaire, ambiante ou issue de la biomasse.
- Réémission d'un spectre infrarouge concentré capté par une cellule TPV.
- Conversion via des semi-conducteurs spécialisés (gallium antimonide, silicium à bande étroite).

Atouts pour l'Afrique

- Possibilité d'exploiter des matériaux critiques déjà présents dans le sous-sol africain.
- Production d'électricité continue, y compris la nuit, complémentaire au solaire classique.

Usages prioritaires

- Électrification rurale dans les zones non connectées.
- Complément aux installations photovoltaïques existantes pour garantir une fourniture stable.
- Applications industrielles autonomes (textile, agroalimentaire, cimenterie).

Développement local

- Mise en place de chaînes locales de valeur pour la fabrication des composants.
- Partenariats technologiques Nord-Sud et Sud-Sud pour le transfert de savoir-faire.
- Projets pilotes dans des zones à fort rayonnement thermique pour valider la viabilité économique et technique.



Section 2

Cartographie de la production énergétique primaire en Afrique

Cette section dresse la cartographie de l'énergie primaire en Afrique : structure de l'offre (fossiles, hydraulique, solaire, éolien, bioénergie) et répartition régionale des gisements et usages.

Elle met en évidence la concentration des hydrocarbures (Nord/Offshore Ouest), l'ancrage charbonnier sud-africain, la montée rapide du solaire/éolien (Sahel, Corne), le potentiel hydro d'Afrique centrale et orientale, et le poids persistant de la bioénergie traditionnelle à faible rendement.

Les contraintes système restent marquées : densité faible d'interconnexions, pertes techniques, intermittence mal valorisée, exposition à la volatilité des prix.

- 2.1 Le pétrole et produits pétroliers: un potentiel concentré
- 2.2 Le gaz naturel: un gisement en essor
- 2.3 Le charbon: une dépendance résiduelle mais persistante
- 2.4 Dynamiques énergétiques nationales et perspectives

2.1 Le pétrole et produits pétroliers: un potentiel concentré

En 2024, la production de pétrole brut en Afrique s'élève à environ 6,639 millions de barils par jour (Mb/j), plaçant le continent au quatrième rang mondial derrière l'Asie (45,21 Mb/j), l'Amérique du Nord (19,91 Mb/j) et l'Amérique du Sud (6,86 Mb/j), mais devant l'Europe (2,76 Mb/j) et l'Océanie (0,31 Mb/j).

Cette performance repose sur un portefeuille géographique concentré autour de trois grandes régions, telle qu'indiqué dans la figure 5.

Afrique du Nord

43,5 %
de la production continentale

Afrique Centrale

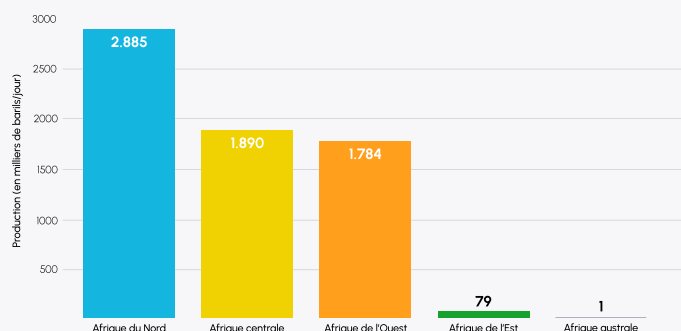
28,5 %
de la production continentale

Afrique de l'Ouest

26,9 %
de la production continentale

figure 5
Production de pétrole par région en Afrique 2024

Source: IEA
www.iea.gov



La concentration géographique illustre à la fois la richesse géologique du continent et sa dépendance d'un petit groupe de pays producteurs. Les cinq premiers producteurs – Libye, Nigeria, Angola, Algérie, et Égypte – concentrent ensemble près de 80 % de la production totale africaine.

Au-delà des volumes, la nature du pétrole africain constitue un avantage comparatif stratégique. De nombreux gisements ouest-africains (Nigeria, Ghana, Angola) produisent un pétrole brut léger à faible teneur en soufre, très recherché sur les marchés internationaux.

De plus, les conditions géologiques favorables (bassins peu profonds, forages onshore ou offshore de faible profondeur) permettent des coûts d'extraction parmi les plus compétitifs au monde.

Ces atouts rendent le pétrole africain particulièrement attractif sur les marchés internationaux, tout en renforçant la rentabilité des projets d'exploitation.

Cependant, cette performance masque d'importantes disparités entre pays. Certains pays producteurs restent fortement dépendants des hydrocarbures pour leurs recettes d'exportation (cas du Tchad, de l'Angola ou du Gabon).

D'autres pays riches en ressources, comme la Libye, voient leur production fortement dépendante de la stabilité politique. L'insécurité, la faiblesse des cadres institutionnels et la fiscalité demeurent souvent des freins à l'investissement à long terme. La faible capacité de transformation locale (raffinage, pétrochimie) limite aussi la valeur ajoutée domestique.

2.1.2. Analyse régionale et par pays du pétrole

La carte de la figure 6 indique une polarisation géographique. Le gros des volumes provient du Golfe de Guinée (Nigeria, Angola, Ghana, Côte d'Ivoire, Congo, Gabon) et d'Afrique du Nord (Libye, Algérie, Égypte).

Offshore profond en montée : la part des gisements offshore (deep/ultra-deep) augmente dans l'Ouest et le Sud-Ouest (Angola, découvertes émergentes Namibie).

Aval déficitaire : malgré la production de brut, beaucoup de pays importent encore massivement des produits raffinés (diesel/essence/jet), d'où une vulnérabilité prix/logistique.

Analyse par région / pays

Afrique du Nord, piliers historiques et arbitrage export/domestique Algérie, Libye, Égypte : bassins matures, rôle d'export (Europe, Méditerranée).

- Défis: maturité des champs, CAPEX de maintien (EOR), variabilité liée à la conjoncture politique (Libye), demande intérieure croissante (électricité/transport).

- Implication corridor: Moderniser l'aval (raffinage/pé-trochimie), fiabiliser les corridors logistiques (ports, pipe-lines), et verdir les opérations (réduction torchage/mé-thane associé).

Afrique de l'Ouest (Golfe de Guinée), premier pôle Sub-Saharien (SSA), offshore et sécurité

- Nigéria : premier producteur SSA, mais pertes/vols, intermittences opérationnelles, et forte dépendance aux importations de produits (en transition avec de nouvelles capacités de raffinage).

- Angola, Ghana, Côte d'Ivoire, Congo, Gabon : profils exportateurs, basés sur l'offshore ; question clé : captation de valeur locale (services parapétroliers, maintenance, logistique, raffinage/pétochimie ciblés).

- Implication corridor: Structurer des corridors produits pétroliers (dépôts, pipelines multiproduits, normes carburants) pour abaisser le coût livré et la vulnérabilité aux chocs.

Afrique centrale, petits/moyens exportateurs, aval à construire

Congo, Gabon, Guinée équatoriale, Tchad : volumes plus modestes, orientation export ; raffinage limité, marchés domestiques restreints.

- Implication corridor: Priorité à des chaînes aval régionales (dépôts, distribution), amélioration des standards carburants, et couplage pétrole ↔ gaz associé (réduction torchage).

Afrique de l'Est, poches d'offre et projets en cours
Soudan du Sud (pipeline via le Soudan), Ouganda (projet Lake Albert/EACOP), Kenya (volumes limités). Ces projets sont capital-intensifs et sensibles (ESG, acceptabilité, géopolitique).

- Implication corridor. Rigueur sur la bancabilité/ESG, intégration avec la demande industrielle domestique (pas seulement l'export).

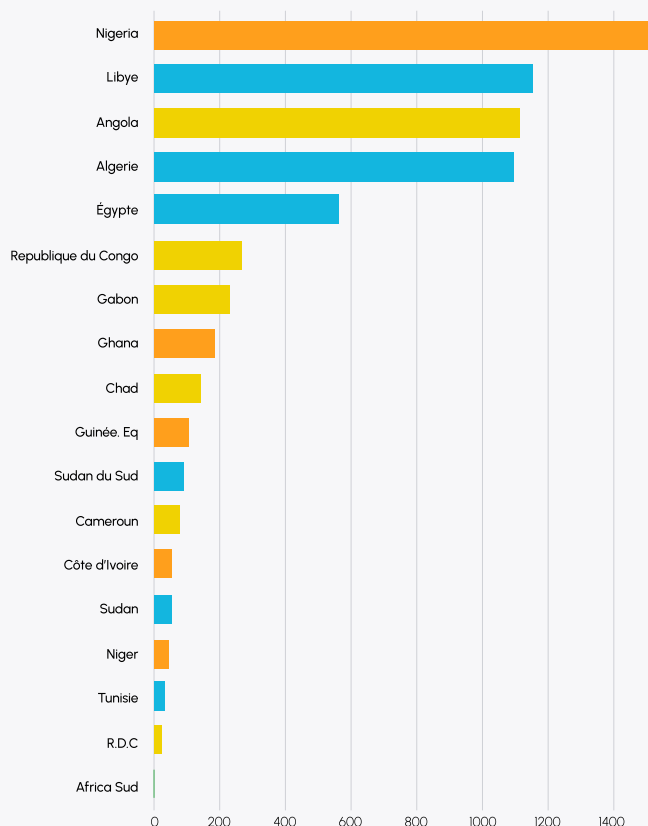
Afrique australe, émergence exploratoire

- Namibie : découvertes offshore récentes (Orange Basin) en phase d'évaluation ; Mozambique plus gazier que pétrolier.

- Implication corridor. Anticiper chaînes de services locales et standards, tout en évitant l'enfermement fossile.

figure 6
Géographie pétrolière en Afrique (kBBJ/j) 2024

Source: IEA
www.eia.gov



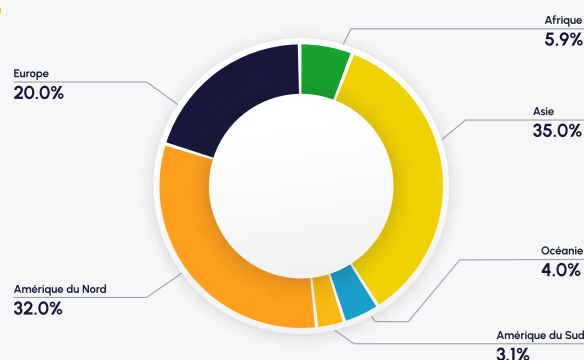
2.2 Le gaz naturel: un gisement en essor

2.2.1 Place de l'Afrique dans le paysage gazier mondial

L'Afrique se classe au quatrième rang mondial pour la production de gaz naturel, avec un volume annuel d'environ 245 milliards de mètres cubes (Gm³), soit près de 5,9 % de la production mondiale.

figure 7
Production mondiale du gaz naturel par continent milliards de m3 (2023)

Source: IEA
www.eia.gov



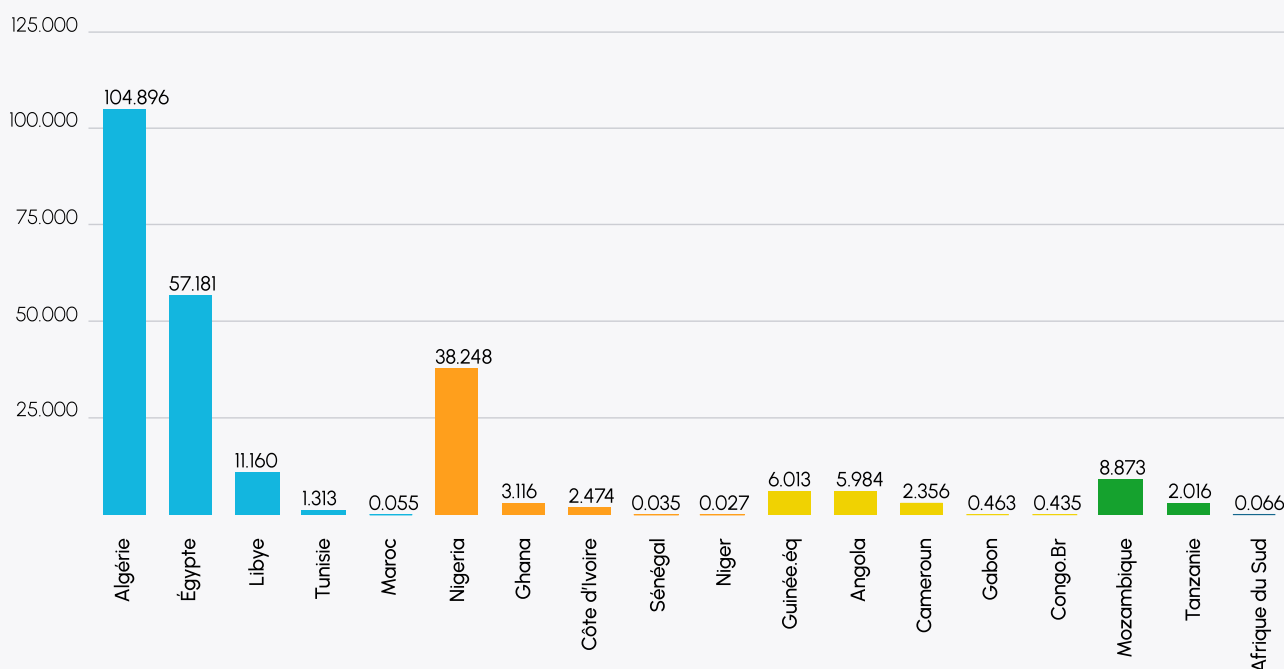
Si ce pourcentage peut sembler modeste à l'échelle planétaire, il masque une réalité plus complexe : la production gazière africaine est fortement concentrée dans un nombre limité de pays, dont certains figurent parmi les principaux exportateurs mondiaux. Cette concentration reflète des disparités profondes en matière de répartition des réserves, de développement des infrastructures et de cadres réglementaires.

Une analyse régionale met en évidence la place spécifique du continent dans la cartographie énergétique mondiale : l'Asie domine largement (1 448 Gm³), suivie de l'Amérique du Nord (1 325 Gm³) et de l'Europe (827 Gm³), tandis que l'Océanie (167 Gm³) et l'Amérique du Sud (130 Gm³) se situent derrière l'Afrique.

figure 8

Production Africaine du Gaz naturel par pays en 2023 (milliards de m³)

Source: IEA
www.eia.gov



Le gaz naturel joue un rôle ambivalent dans la transition énergétique africaine. D'un côté, il est considéré comme combustible de transition pour remplacer le charbon dans la production électrique (ex. : Afrique du Sud, Égypte), tout en permettant une flexibilité de réseau et une réduction des émissions de GES. De l'autre, son exportation massive sous forme de GNL vers l'Europe et l'Asie pourrait maintenir des économies d'extraction déconnectées des besoins énergétiques domestiques.

Les projets structurants tels que ceux du Mozambique (Rovuma LNG), du Sénégal et de la Mauritanie (Grand Tortue Ahmeyim – GTA), ou encore de l'Algérie (extension de Transmed et Medgaz) renforcent la place du gaz africain dans les chaînes de valeur mondiales, mais posent aussi la question de la juste répartition des bénéfices énergétiques au niveau régional.

En matière d'infrastructures de transformation (liquéfaction, transport, stockage), le paysage reste concentré autour de quelques hubs (Bonny Island au Nigeria, Skikda en Algérie, Pemba au Mozambique).

Des méga projets d'interconnexions régionales, tels que le gazoduc Nigeria-Maroc, ou le gazoduc transsaharien (TNGP), offrent des perspectives d'intégration énergétique à long terme.

La compétitivité du gaz africain est renforcée par ses coûts d'extraction modérés, mais menacée par la volatilité des prix internationaux et les incertitudes géopolitiques (ex. : insécurité au nord du Mozambique).

2.2.2 Analyse régionale et par pays du gaz naturel

La production et les réserves de gaz naturel en Afrique se caractérisent par une **hyper-polarisation géographique et économique** rigide, comme le met en évidence la Figure 9.

Cette concentration, loin d'être homogène, se cristallise autour de deux pôles historiques et structurants (Afrique du Nord et Afrique de l'Ouest) qui dictent le rythme de l'exploitation et de l'exportation continentale.

Cette hyper-polarisation pose un double défi :

Déséquilibre Régional :

Elle amplifie les disparités entre pays producteurs et non-producteurs, rendant l'intégration gazière régionale par pipelines et infrastructures GNL d'autant plus stratégique, voire indispensable, pour assurer la sécurité énergétique des pays voisins.

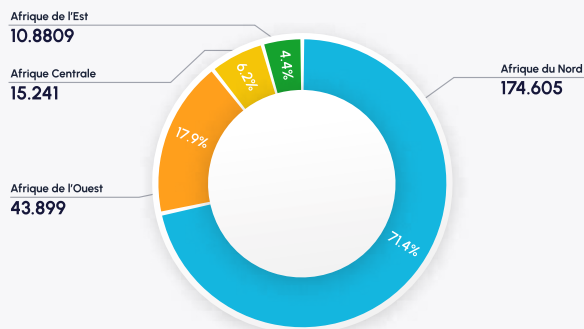
Rôle de Transition :

Alors que le continent est sous la pression de la Transition Écologique et Industrielle (TEI), le gaz naturel est paradoxalement perçu comme l'énergie de transition la plus réaliste. Il est essentiel pour compenser l'intermittence des énergies renouvelables et soutenir l'industrialisation.

Cependant, le gaz africain est de plus en plus orienté vers les marchés mondiaux via le Gaz Naturel Liquéfié (GNL), en réponse à la demande croissante de l'Europe et de l'Asie en quête de diversification post-crise.

L'analyse détaillée qui suit décortique cette polarisation, en distinguant la maturité des pôles établis et le potentiel des acteurs émergents qui se positionnent pour devenir les futurs hubs gaziers, notamment en Afrique de l'Est et de l'Ouest.

figure 9
Production Africaine du Gaz naturel par zone en milliards de m³ (2023)
Source: IEA
www.eia.gov



Analyse régionale par pays avant Afrique du Nord:

Afrique du Nord

71.4 %
de la production continentale

Enracinement historique et poids continental **Production totale 2023 : ≈ 174,6 Gm³.**

Pays clés:

Algérie – 104,9 Gm³: Leader incontesté de la région et premier producteur africain, représentant à elle seule près de 38 % de la production continentale. Sa position repose sur des gisements matures, des partenariats historiques avec l'Europe (Sonatrach, GME, Medgaz) et une infrastructure d'exportation performante.

Égypte – 57,2 Gm³: Combine production nationale soutenue et ambitions exportatrices via ses terminaux GNL de Damiette et Idku.

Libye – 11,16 Gm³: Production plus modeste mais stratégiquement importante. Les capacités demeurent sous-utilisées en raison de l'instabilité politique.

Tunisie – 1,31 Gm³: Production limitée, destinée essentiellement à la consommation domestique, complétée par des importations.

Maroc – 0,055 Gm³: Production marginale, principalement issue de petits gisements onshore.

Mauritanie: en partenariat avec le Sénégal, elle co-développe le projet Grand Tortue Ahmeyim (GTA) avec BP et Kosmos Energy. Ce projet offshore pourrait repositionner la Mauritanie comme nouveau hub gazier émergent de l'Afrique du Nord atlantique.

Afrique de l'Ouest

17.9 %
de la production continentale

Exportateur en devenir via le GNL **Production totale 2023: ≈ 43,9 Gm³**

Pays clés:

Nigeria – 38,25 Gm³: Première puissance gazière d'Afrique de l'Ouest et troisième producteur africain. Rôle central dans les exportations de GNL (Nigeria LNG) et développement offshore. Les fuites, le torchage et les retards d'infrastructures limitent encore le potentiel.

Ghana – 3,12 Gm³: Valorisation progressive des gisements offshore (Jubilee, TEN, Sankofa) opérés par Tullow Oil, ENI et Kosmos Energy. Stratégie axée sur un équilibre entre consommation locale (électricité, industrie) et exportation future.

Côte d'Ivoire – 2,47 Gm³: Approvisionnement majoritairement destiné à la production électrique nationale, avec une perspective d'expansion vers l'export.

Sénégal – 0,035 Gm³: Actuellement en phase initiale, mais futur acteur clé grâce au projet GTA en partenariat avec la Mauritanie.

Afrique de l'Est

4.4 %
de la production continentale

Potentiel en croissance **Production totale 2023:**
≈ 10,89 Gm³.

Pays clés:

Mozambique – 8,87 Gm³: Acteur stratégique avec le développement du bassin de Rovuma. Les projets GNL (TotalEnergies, ENI) visent à faire du pays un futur leader régional.

Tanzanie – 2,02 Gm³: Ressources en cours de développement avec un fort potentiel offshore.

Afrique australe

0.05 %
de la production continentale

Production marginale **Production totale 2023:**
0,066 Gm³.

Pays clés:

Afrique du Sud – 0,066 Gm³: Production quasi anecdotique, dépendance élevée aux importations, projets en exploration.

2.2.3 Tendances et enjeux géopolitiques

- **Concentration et dépendance** : trois pays (Algérie, Nigeria, Égypte) concentrent plus de 80 % de la production continentale, exposant la sécurité d'approvisionnement aux aléas internes de ces États.
- **Poids géo-économique croissant** : les flux de gaz africains sont de plus en plus sollicités par l'Europe, surtout dans un contexte de dé-russification de ses importations. L'Afrique devient donc une pièce clé dans l'échiquier énergétique euro-africain.
- **Infrastructure vs potentiel** : alors que les ressources sont abondantes, leur transformation en exportations commerciales reste entravée par un déficit d'infrastructures, de financements et de gouvernance régionale intégrée.

- **Pression sur la transition énergétique** : les projets gaziers se heurtent à une pression croissante des bailleurs et ONG pour une sortie des énergies fossiles. Le gaz africain est toutefois souvent défendu comme une énergie de transition "réaliste".

Perspectives stratégiques

- **L'Algérie** devrait maintenir son leadership à condition de moderniser ses installations et de sécuriser ses routes d'exportation.
- **Le Nigeria** a besoin de réformes profondes dans le secteur gazier, notamment sur la gestion du gaz associé et la réduction du torchage.
- **Le Mozambique** est le futur "game changer" gazier africain, encore freiné par les insurrections au nord du pays.
- **Intégration énergétique régionale** (gazoducs intra-africains, hubs GNL régionaux) serait un levier crucial pour rentabiliser les surplus et soutenir la demande intérieure.

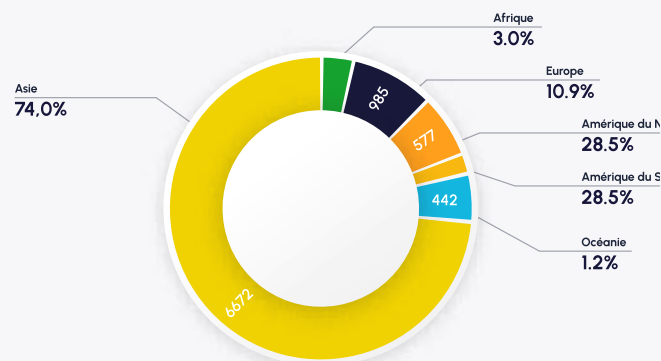
2.3 Le charbon: une dépendance résiduelle mais persistante

2.3.1 Vue d'ensemble : le poids de l'Afrique dans le marché mondial du Charbon

En 2024, la production mondiale de charbon révèle une hiérarchie continentale marquée. L'Asie domine très largement avec 6 672 millions de tonnes, représentant à elle seule plus de 74 % de la production mondiale, en grande partie grâce à la Chine et l'Inde. Elle est suivie par l'Europe (985 Mt), l'Océanie (442 Mt, notamment l'Australie), puis l'Amérique du Nord (577 Mt) et l'Amérique du Sud (69 Mt). Dans ce classement, l'Afrique se positionne en sixième place, avec une production estimée à 272 millions de tonnes, soit environ 3 % de la production mondiale.

figure 10
Production de Charbon par continent en millions de tonnes (2023)

Source: IEA



Bien que ce chiffre semble marginal en comparaison des géants asiatiques, la production de charbon africaine possède des caractéristiques propres :

- une concentration géographique extrême,
- un rôle vital dans certaines économies nationales,
- et un poids non négligeable dans les équilibres énergétiques régionaux.

En Afrique, le charbon est essentiellement extrait en Afrique australe, notamment en Afrique du Sud, qui en représente la quasi-totalité de la production. Cette dépendance géographique rend l'analyse par région particulièrement pertinente

2.3.2. Analyse régionale et par pays du charbon

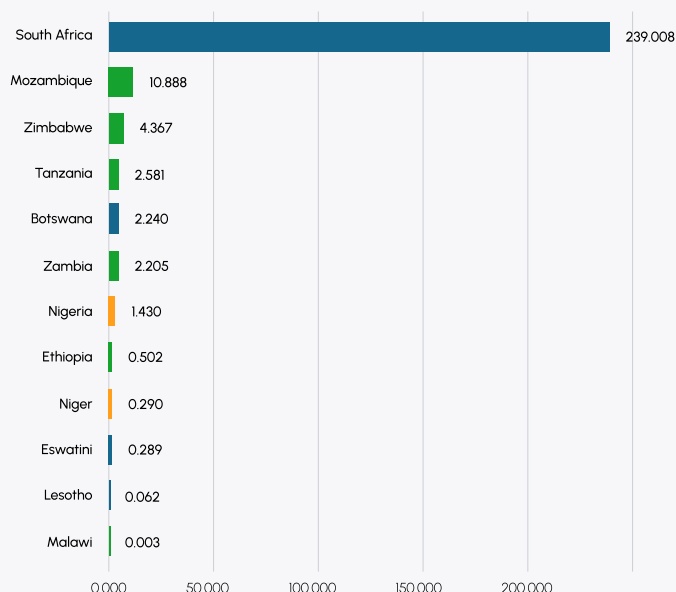
La figure 11 montre la répartition de la production africaine de charbon par pays. Il y a une monopolarisation extrême.

Plus de 9 tonnes sur 10 proviennent de l'Afrique du Sud, le solde se répartissant entre Zimbabwe, Botswana, Mozambique (et quelques volumes marginaux ailleurs).

Portage logistique incontournable:

La valeur du charbon africain dépend du rail et des terminaux portuaires (ex. couloirs vers Richards Bay, Maputo, Beira), autant que des coûts d'extraction. insérer après le graphique: Analyse régionale par pays. Afrique du Sud

figure 11
Production de charbon par pays en millions de tonnes (2023)
Source: IEA
www.eia.gov



La cartographie du secteur charbonnier en Afrique révèle une monopolisation extrême de la production par un seul acteur, à savoir l'Afrique du Sud.

Avec une production annuelle estimée à environ 252,1 millions de tonnes (Mt), le pays concentre près de 92 % de la production charbonnière du continent, reléguant les autres producteurs africains à un rôle marginal.

À l'échelle mondiale, cette performance place l'Afrique du Sud au 7ème rang des pays producteurs de charbon, représentant environ 3 % de la production mondiale.

Cette centralisation témoigne non seulement de l'importance des réserves sud-africaines – notamment dans le bassin de Witbank – mais surtout de la place structurelle qu'occupe le charbon dans le mix énergétique du pays. En effet, le charbon constitue la principale source d'énergie primaire en Afrique du Sud, couvrant plus de 80 % de la production d'électricité via Eskom, l'entreprise publique en situation de quasi-monopole.

Cette dépendance énergétique, bien qu'elle assure une certaine souveraineté énergétique, pose aujourd'hui des défis considérables en matière de durabilité, de sécurité d'approvisionnement et de transition vers des sources décarbonées.

Dans un contexte de pression internationale pour la décarbonation et de multiplication des délestages électriques internes, le modèle sud-africain soulève une tension stratégique majeure :

Comment concilier l'impératif de croissance économique et d'accès universel à l'électricité avec les engagements climatiques pris au niveau international, notamment dans le cadre des Accords de Paris ?

Cette situation confère à l'Afrique du Sud un statut paradoxal: à la fois puissance énergétique régionale et acteur vulnérable face à la transition énergétique mondiale.

En dehors de l'Afrique du Sud, le Mozambique figure parmi les rares pays africains disposant d'une production charbonnière significative, bien que modeste à l'échelle mondiale.

Avec une production annuelle avoisinant 21 millions de tonnes (Mt), il représente environ 7 à 8 % de la production charbonnière du continent africain. Ce niveau de production le place à bonne distance derrière l'Afrique du Sud, tout en faisant du Mozambique le deuxième producteur africain, devant le Zimbabwe ou le Botswana.

La production est principalement localisée dans la province de Tete, riche en gisements de charbon thermique et métallurgique. L'exploitation, longtemps dominée par des entreprises étrangères comme Vale, a connu une phase d'expansion au cours de la dernière décennie, mais reste aujourd'hui limitée par des défis logistiques (infrastructures ferroviaires et portuaires insuffisantes) et sécuritaires dans certaines zones du pays.

En outre, le désengagement progressif d'acteurs majeurs reflète une incertitude économique croissante autour de la rentabilité à long terme des projets charbonniers.

Sur le plan énergétique national, le charbon joue un rôle marginal. Le Mozambique dépend principalement de l'hydroélectricité pour couvrir ses besoins domestiques, notamment à travers le complexe de Cahora Bassa. Le charbon est donc essentiellement une ressource d'exportation, bien qu'il n'ait pas encore permis une transformation industrielle notable ou une montée en valeur significative dans la chaîne de production énergétique.

Le cas mozambicain met ainsi en lumière les limites structurelles des économies extractives africaines : forte exposition aux fluctuations des marchés internationaux, dépendance logistique, et faible intégration locale. Dans un contexte de transition énergétique mondiale, la viabilité à long terme du charbon mozambicain dépendra autant de l'évolution de la demande asiatique que de la capacité du pays à moderniser ses infrastructures et à diversifier ses sources de revenus.

2.4 Dynamiques énergétiques nationales et perspectives

La cartographie de la production énergétique primaire en Afrique révèle un paradoxe structurel : les pays riches en ressources exportent massivement du pétrole, du gaz ou des minerais énergétiques souvent sans transformation, tandis que les pays à forte demande importent des produits raffinés ou des combustibles à forte valeur ajoutée, accentuant leur dépendance extérieure.

Cette dissociation entre potentiel et usage crée un double déficit : un déficit de captation de valeur pour les pays exportateurs, et un déficit de sécurité énergétique pour les pays importateurs.

Or, les évolutions technologiques, réglementaires et géopolitiques ouvrent une voie de transformation stratégique: passer d'un modèle fondé sur la vente de ressources primaires à un modèle centré sur la production d'électricité, plus facile à générer, à transporter et à échanger à l'échelle régionale.

Cette transition présente trois avantages majeurs. Premièrement, l'électricité permet une monétisation plus stable des ressources énergétiques via des marchés intégrés et des infrastructures d'interconnexion.

Les excédents saisonniers ou structurels peuvent être exportés sous forme de flux électriques, avec des coûts de transaction plus bas que les chaînes pétrole/gaz traditionnelles et une exposition moindre aux cycles volatils des matières premières. Deuxièmement, l'électricité est le vecteur optimal de la transition écologique.

Elle permet de substituer progressivement les combustibles fossiles dans l'industrie, le transport et les usages domestiques, tout en favorisant l'émergence de chaînes de valeur bas-carbone comme l'hydrogène vert, les minerais "green refined", la mobilité électrique ou les data centers alimentés par des énergies renouvelables.

Troisièmement, l'électricité est le moteur direct de l'industrialisation africaine. Aucune stratégie de montée en gamme (transformation minière, métallurgie, agro-industries, chimie, électronique) n'est viable sans un accès fiable, compétitif et prévisible à l'électricité.

Passer du primaire à l'électricité revient donc à "monétiser la ressource" tout en construisant l'assise énergétique de la productivité.

Dans cette perspective, le développement de corridors énergétiques, la fiabilisation des réseaux nationaux et régionaux, ainsi que l'essor des marchés d'électricité constituent les leviers permettant de transformer les dynamiques nationales en véritables perspectives de souveraineté productive et d'intégration continentale.

EVIDENT



Propelling Sustainable Energy

Evident is proud to provide the inspection technologies that protect and maintain Africa's renewable energy assets and infrastructure. We are helping shape the new Africa.



Check out our comprehensive solutions for gearboxes, blades, tower structures, and other critical turbine components.



ims.evidentscientific.com

Section 3

Production d'électricité et montée en puissance des énergies renouvelables

La question électrique constitue aujourd'hui le cœur du défi énergétique africain. Bien que le continent dispose de ressources primaires abondantes, la capacité installée de production d'électricité demeure insuffisante, inégalement répartie, et faiblement interconnectée. L'Afrique du Nord et l'Afrique du Sud concentrent l'essentiel de la production, tandis qu'une large partie de l'Afrique subsaharienne reste confrontée à des systèmes électriques fragmentés, sous-dimensionnés et parfois hors réseau. Pour convertir ce potentiel en compétitivité industrielle bas-carbone, trois leviers sont incontournables : interconnexions, flexibilité et marchés de services système.

- 3.1 La production d'électricité par région et par source
- 3.2 La montée en puissance de l'électricité verte
- 3.3 Une lente intégration technologique dans le domaine de l'énergie
- 3.4 Mix énergétique et leviers corridor

3.1 La production d'électricité par région et par source

Sur les deux dernières décennies, la production nette d'électricité a progressé dans presque toutes les sous-régions africaines, portée par la croissance démographique et urbaine, l'industrialisation naissante et l'entrée d'IPP/PPP dans plusieurs marchés.

La figure 12 met en évidence quatre dynamiques majeures :

Afrique du Nord – Trajectoire haussière soutenue

la production a plus que doublé depuis le début des années 2000, tirée par l'urbanisation, l'essor industriel et, plus récemment, l'intégration de capacités renouvelables à grande échelle et de cycles combinés gaz.

Afrique de l'Ouest et Afrique de l'Est – Accélération continue

les deux sous-régions affichent des croissances rapides (multiplication par ~2,5 à ~3), reflétant la mise en service de centrales gaz-to-power (Ouest), d'ouvrages hydro et solaire/éolien (Est), ainsi que l'amélioration graduelle des réseaux.

Afrique australe – Plateau puis reprise modérée

après une phase de hausse dans les années 2000, la production s'est stabilisée puis a fléchi à la suite des indisponibilités du parc charbon et des contraintes réseau, avant une légère reprise récente portée par de nouveaux ajouts ENR et des mesures de fiabilisation.

Afrique centrale – Progression faible sur base très basse

malgré quelques ajouts hydro et thermiques, la sous-région demeure quasi-stagnante à l'échelle continentale, freinée par des réseaux sous-dimensionnés, des pertes élevées, des délais d'exécution et une bancabilité encore limitée des projets.

En parallèle, la transition vers les énergies renouvelables s'accélère, portée par la baisse des coûts technologiques, la montée en puissance de projets solaires et éoliens, et l'engagement croissant des bailleurs. Plusieurs pays ont franchi des seuils significatifs :

- **L'Éthiopie** atteint une quasi-totalité de sa production via l'hydroélectricité.
- **Le Kenya** s'est imposé comme un pionnier de la géothermie et développe une production éolienne et solaire dynamique.
- **Le Maroc** est devenu une référence continentale en matière de mix renouvelable intégré, combinant solaire, éolien et hydraulique.
- **D'autres pays**, à l'instar de la Tunisie et l'Afrique du Sud, amorcent une réorientation stratégique vers un mix plus propre, en réponse aux contraintes de décarbonation de leur industrie.

Cependant, de profondes disparités régionales subsistent. Comme l'indique la figure 13, dans de nombreux pays, la production renouvelable demeure marginale, tandis que les groupes électrogènes diesel continuent d'assurer une part importante de la génération locale, avec des coûts très élevés et un impact environnemental lourd.

Par ailleurs, le prix moyen du kilowattheure reste parmi les plus élevés au monde, en particulier pour les usages productifs.

Ce coût élevé pèse lourdement sur la compétitivité des industries locales et constitue un frein majeur à l'émergence de chaînes de valeur régionales. Il reflète à la fois les faibles économies d'échelle, la vétusté des réseaux, et l'insuffisante mutualisation des capacités.

Enfin, malgré l'existence de structures de coopération régionale telles que les Power Pools (WAPP, SAPP, EAPP, CAPP), le taux d'échange d'électricité entre pays reste faible. Les interconnexions transfrontalières avancent lentement, limitant la capacité du continent à tirer parti de ses complémentarités géographiques et saisonnières. La production excédentaire de certains pays (Éthiopie, Mozambique, Égypte) n'est pas encore pleinement valorisée à l'échelle régionale.

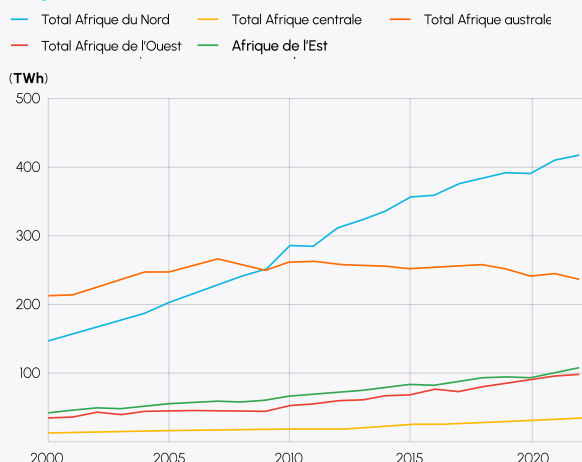
L'émergence de corridors électriques régionaux, combinant production décarbonée, interconnexion, et usages industriels, apparaît donc comme une condition essentielle pour concilier transition énergétique, compétitivité économique et intégration continentale.

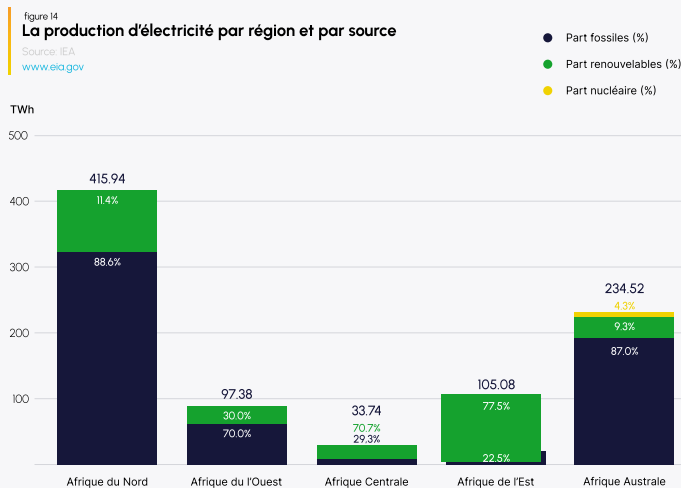
figure 12

Génération nette d'électricité (TWh)

Source: IEA

www.iea.gov





L'Afrique du Nord et l'Afrique Australe qui affichent une très forte dépendance aux combustibles fossiles (près de 9 kWh sur 10), en particulier au gaz (Nord) et au charbon (Sud).

L'Afrique du Nord et l'Afrique Australe représentent ensemble près de 2/3 de la production électrique continentale.

L'Afrique du Sud est la seule région avec une part nucléaire non négligeable, grâce à la centrale de Koeberg.

L'Afrique Centrale reste marginale en volume (33 TWh), malgré son important potentiel hydroélectrique inexploité (RD Congo, Cameroun).

L'Afrique de l'Est et l'Afrique Centrale apparaissent comme les champions des renouvelables.

Ces deux régions sont en tête pour la part relative d'énergies renouvelables, avec des taux respectifs de 77,5 % et 70,7 %. Cette performance s'explique surtout par la dominance de l'hydroélectricité, très développée dans le bassin du Nil, du Grand Rift et du bassin du Congo.

Quant à **L'Afrique de l'Ouest**, son mix énergétique semble plus équilibré. Bien qu'encore majoritairement fossile, l'Afrique de l'Ouest présente une diversification progressive, avec des projets solaires (Burkina Faso, Sénégal), hydroélectriques (Guinée, Mali), et bientôt gaziers (Sénégal-Mauritanie).

Ce mix illustre une transition amorcée mais freinée par des infrastructures encore limitées.

3.2. La montée en puissance de l'électricité verte

La transition énergétique en Afrique s'accélère, mais elle reste marquée par de fortes disparités régionales, structurelles et technologiques.

En 2022, la production nette d'électricité verte s'est élevée à 204 TWh, soit 22 % de la production électrique totale du continent qui a culminé à 908 TWh (cf. tableau détaillé de la production par pays en annexe). Cette part masque cependant d'importantes différences de rythme et de composition selon les régions.

3.2.1 Une domination persistante de l'hydroélectricité

L'hydroélectricité représente près de 80 % de la production renouvelable en Afrique. Les régions d'Afrique de l'Est (70,2 TWh), d'Afrique Centrale (21,6 TWh) et d'Afrique de l'Ouest (26,3 TWh) concentrent les projets hydroélectriques majeurs, en raison de leur géographie favorable (bassins du Nil, du Congo, du Niger).

Pour autant, cette prédominance souligne une vulnérabilité climatique croissante, face à la variabilité hydrologique, aux sécheresses prolongées et à la concurrence avec les usages agricoles. De plus, l'hydroélectricité reste encore peu intégrée dans des réseaux transfrontaliers, réduisant son effet multiplicateur.

3.2.2 Des signaux de diversification encourageants mais inégaux

Les autres sources renouvelables (solaire, éolien, géothermie, biomasse) affichent une montée progressive mais encore timide :

Le solaire

dominé par l'Afrique du Nord (7,6 TWh) et l'Afrique Australe (6,75 TWh), il reste marginal dans les régions les plus ensoleillées comme le Sahel, faute de capacités d'investissement et d'infrastructures de raccordement.

Éolien

bien implanté dans les pays pionniers comme le Maroc (11,5 TWh) ou l'Afrique du Sud (9,7 TWh), mais quasi absent ailleurs (moins de 1 TWh en Afrique centrale et de l'Ouest).

La géothermie

spécificité de l'Afrique de l'Est (5,5 TWh), notamment au Kenya et en Éthiopie, avec un potentiel encore sous-exploité dans la vallée du Rift.

La biomasse et déchets

très faiblement valorisés (moins de 3,1 TWh au total), malgré un gisement important en Afrique de l'Ouest et dans les zones rurales.

3.2.3 Des blocages systémiques persistants

Plusieurs freins structurels entravent l'essor des énergies renouvelables :

Faible bancabilité des projets et rareté des modèles de financement adaptés (blended finance, contrats d'achat garantis, etc.).

Coût élevé des capitaux (taux d'intérêt à deux chiffres dans de nombreux pays).

Faible taux d'intégration locale dans les chaînes de valeur des équipements solaires, éoliens ou géothermiques.

Cadres réglementaires et politiques publiques souvent instables ou non incitatifs.

3.2.4 Un potentiel sous-exploité pour les complémentarités régionales

La répartition hétérogène des ressources renouvelables constitue à la fois un défi et une opportunité. Le développement de corridors énergétiques intégrés, adossés à des interconnexions régionales robustes (ex. : Pool énergétique du Sud, SAPP ; ou WAPP en Afrique de l'Ouest), permettrait de mutualiser les excédents, sécuriser l'approvisionnement et réduire les coûts de transition.

Les régions gaz/hydro-dominantes ont un coût marginal plus stable mais exigent de la flexibilité et stockage via batteries, pour intégrer davantage de solaire/éolien. Les régions charbon-dominantes doivent sécuriser la fréquence/tension par stockage et réseaux avant retraits massifs. Les régions à faible progression (centrale) gagneraient à importer via interconnexions de la puissance propre disponible chez leurs voisins, en attendant la montée locale.

3.3 Une lente intégration de nouvelles technologies dans le domaine de l'énergie

Le tableau suivant dresse un panorama comparatif de la production nette d'électricité renouvelable par pays africain. Il permet de mesurer les écarts considérables entre les États, tant en volume absolu qu'en composition technologique (hydro, solaire, éolien, géothermie, biomasse).

Si certains pays comme l'Éthiopie, le Maroc, l'Afrique du Sud ou le Kenya se distinguent par une stratégie volontariste et diversifiée, la majorité reste encore dépendante d'une seule filière ou affiche des niveaux de production très faibles.

Cette hétérogénéité reflète à la fois la géographie des ressources, le degré de maturité des politiques énergétiques nationales et l'attractivité des cadres d'investissement. Ce diagnostic pays par pays est essentiel pour envisager une intégration régionale fondée sur les complémentarités.

Les données de 2022 (source IEA) révèlent d'importantes disparités régionales :

L'Afrique du Nord

se distingue par des stratégies de diversification énergétique plus visibles, notamment en Égypte et au Maroc, qui combinent solaire, éolien et hydroélectricité.

L'Afrique de l'Ouest

reste très dépendante de l'hydroélectricité, avec quelques avancées notables dans le solaire, particulièrement au Sénégal et au Burkina Faso.

L'Afrique Centrale

bien dotée en ressources hydriques, reste fortement hydro-dépendante, bien que la RDC ait commencé à diversifier sa production avec le solaire.

L'Afrique de l'Est

offre des exemples prometteurs de mix énergétique, notamment le Kenya, modèle de diversification, et l'Éthiopie, dont la capacité hydroélectrique reste centrale.

L'Afrique australe

est dominée par l'Afrique du Sud, seule à présenter un mix renouvelable équilibré et substantiel hors hydroélectricité.

3.4 Mix énergétique et leviers corridor

Chaque pays a une trajectoire particulière de son mix énergétique, selon ses ressources accessibles et les besoins solvables et/ou finançables de ses populations.

Les trajectoires des pays décrites dans le tableau 1 ci-après, reflètent l'articulation entre ressources, réseau, marchés et usages industriels.

Quatre pays (Égypte, Maroc, Éthiopie, Kenya) peuvent déjà activer des corridors d'export/équilibre grâce à des interconnexions et cadres IPP/enchères opérationnels.

Six pays (Nigeria, Ghana, Angola, Tanzanie, Tunisie, Cameroun) peuvent accélérer sous conditions de fiabilisation réseau, clarification PPAs/FX et lancement de produits de flexibilité .

enfin, Afrique du Sud, Algérie et RDC requièrent une re-configuration stratégique (substitution charbon par EN-R+stockage et import SAPP pour RSA ; enchères solaires et options HVDC pour l'Algérie ; backbone/dispatching et PPA miniers bancables avant export pour la RDC).

Déclinaison par bloc régional:

l'Afrique du Nord mise sur le solaire/éolien et HVDC (ELMED, inerties UE).

l'Ouest tire parti du WAPP (gaz Nigeria/Ghana, hydro exportable Guinée).

le Centre (Cameroun, RDC, Angola) valorise l'hydro en renforçant transmission et règlement.

l'Est consolide EAPP (HVDC Éthiopie–Kenya, géothermie Kenya).

l'Australe gère le lock-in charbon via EN-R+stockage et imports.

Les leviers communs nécessaires à la réussite de ces stratégies régionales sont clairs et doivent être actionnés simultanément :

Finalisation des Maillons Transfrontaliers : Acheter les interconnexions identifiées comme prioritaires et à plus forte valeur système.

Standardisation des Marchés : Uniformiser les marchés de services système, notamment le stockage et les mécanismes d'appel d'offres.

Adossement Productif : Lier systématiquement les corridors à des Zones Économiques Spéciales (ZES) et à des PPA industriels pour garantir une demande stable et compétitive.

Sécurisation de la Bancabilité : Déployer des instruments de mitigation des risques comme le Viability Gap Funding (VGF), les garanties régionales, et les mécanismes de couverture du risque de change (FX) pour attirer durablement le capital privé.

Mix énergétique (dominant / tendances)	Interconnexions (pool / densité)	Leviers corridor (industriels / réseau / services système)
Afrique du Sud		
Charbon dominant; accélération ENR + stockage	SAPP; densité moyenne; import potentiel régional	Remplacement charbon par ENR+stockage; wheeling; import hydro régional
Algérie		
Gaz dominant; potentiel solaire élevé	Maghreb; interconnexions électriques limitées	Solaire Sahara + corridors vers Méditerranée; marchés de flexibilité à créer
Cameroun		
Hydro dominant (Sanaga, Nachtigal) + thermique gaz/fioul	CAPP; projets avec Nigéria/Tchad/Gabon; densité moyenne	Corridors hydro Sanaga; charges industrielles (aluminium, agro); services système et stockage à renforcer
Égypte		
Gaz + montée solaire/éolien; hydro stable	Lien avec Libye/Jordanie; projets HVDC (KSA, Europe)	Export corridor (HVDC) + ZES portuaires; services système à étendre
Éthiopie		
Hydro dominant (GERD); solaire/éolien en croissance	EAPP; HVDC vers Kenya; liens Djibouti/Soudan	Export d'hydro; corridors industriels (agro, data) liés à nœuds HV
Ghana		
Hydro + gaz; produits pétroliers pour pointe	WAPP; échanges avec CI/Togo/Benin	Trade régional; flexibilité; ancrage charges industrielles
Guinée		
Hydro dominant (Kaléta, Souapiti) + thermique/diesel d'appoint; potentiel export	WAPP; lignes CLSG et OMVG (vers CI/Libéria/Sierra Leone/Sénégal)	Export hydro via WAPP; charges minières (bauxite/alumine) électrifiables; services système de base
Kenya		
Géothermie forte + éolien/solaire; hydro variable	EAPP; HVDC avec Éthiopie; liens Tanzanie/Ouganda	Charges industrielles (parcs spéciaux); services système; flexibilité réseau
Maroc		
Import + montée éolien/solaire; gaz/LNG en appui	Vers Espagne (2x) et Portugal (projet); densité élevée Nord	ZES industrielles vertes; projets H2; services système & stockage

Section 4

La cartographie de la demande énergétique en Afrique

À l'échelle du continent, la consommation d'énergie poursuit sa progression, portée par l'urbanisation et une industrialisation encore incomplète. Néanmoins, la carte demeure contrastée et l'Afrique centrale avance au ralenti. Les Consommations Totales Finales d'Énergie (CTFE) reflètent moins une sobriété choisie qu'une demande bridée par l'accès, la fiabilité et le coût. Par ailleurs, là où l'intensité énergétique s'élève fortement, ce sont souvent les économies extractives et les inefficiences (pertes techniques, groupes diesel,...) qui dominent. L'analyse de la consommation d'électricité, et le croisement avec des indicateurs comme les tarifs du kWh, les taux d'accès ou encore l'intensité énergétique font ressortir des taxonomies de profils de pays, révélant plus précisément les marges d'amélioration de l'impact des interconnexions régionales en matière d'équité énergétique et d'usages productifs.

- 4.1 Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) par région et par pays
- 4.2 Consommation nette d'électricité par région et par pays
- 4.3 Profilage énergétique et géostratégie des Corridors
- 4.4 Transformation productive par les corridors énergétiques
- 4.5 Coopération technologique et régionale pour une sécurité énergétique renforcée

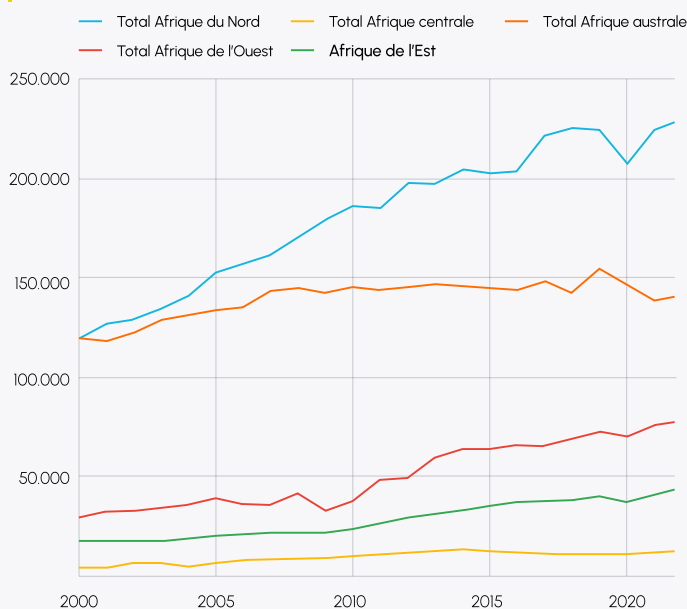
4.1 Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) par région et par pays

La Consommation Totale Finale d'Énergie (CTFE) mesure l'énergie réellement utilisée par les consommateurs finaux (ménages, industrie, transports, services et agriculture) après conversion, transport et distribution. Elle comptabilise les vecteurs énergétiques livrés (électricité, produits pétroliers, gaz, biomasse moderne, chaleur), hors pertes amont et hors usages non énergétiques.

La CTFE constitue l'indicateur de référence de la demande utile : elle reflète le niveau d'activité économique, la structure sectorielle et l'accès aux vecteurs modernes. Elle constitue un indicateur clé du développement économique et du degré de modernisation des usages énergétiques en Afrique. Une faible CTFE reflète rarement une efficacité structurelle ; elle traduit le plus souvent une restriction involontaire de la demande due à des contraintes d'accès, de prix ou de fiabilité.

À l'échelle continentale, elle suit une tendance à la hausse, soutenue par la croissance démographique, l'urbanisation et l'expansion progressive des activités industrielles et tertiaires.

figure 15
Evolution de la Consommation Totale Finale d'Énergie par région (MMtoe)
Source: IEA
www.eia.gov



La figure 15 révèle une forte polarisation entre le Nord et le Sud du continent. L'analyse par pays -cf. Tableau 11- montre que dans chaque région, quelques pays concentrent la majeure partie de la demande, tandis qu'une majorité présente des niveaux de consommation plus modestes.

Les cinq principaux consommateurs du continent sont le Nigeria, l'Afrique du Sud, l'Égypte, l'Éthiopie et l'Algérie. Ils totalisent à eux seuls près de 60 % de la CTFE africaine. Leur poids énergétique résulte de trois facteurs principaux:

Population et urbanisation : l'expansion urbaine et les densités démographiques élevées stimulent la consommation résidentielle et tertiaire.

Tissu industriel et chaînes de valeur : les secteurs extractifs, manufacturiers et de transformation génèrent une demande énergétique soutenue.

Accès aux vecteurs modernes d'énergie : l'électricité, le gaz et autres combustibles modernes permettent des usages intensifs et diversifiés.

À l'inverse, des pays à faible consommation (Djibouti, Comores, Seychelles, Mayotte, Sao Tomé-et-Principe) sont limités par un marché restreint, une industrialisation faible, l'insularité et l'enclavement, ainsi qu'un accès incomplet aux vecteurs modernes.

Consommation nette d'électricité (TWh en 2022)- Tab 11 -

Classement/ Région / Pays	CTFE en MMtep (2023)	
Rang	Afrique du Nord	231.934
02	Egypte	100.946
03	Algérie	71.943
05	Maroc	22.352
06	Libye	18.565
07	Tunisie	10.377
10	Soudan	7.749
Rang	Afrique de l'Ouest	79.428
04	Nigéria	45.903
08	Ghana	8.934
14	Côte d'Ivoire	6.667
18	Sénégal	3.782
22	Mali	2.580
24	Bénin	2.301
26	Burkina Faso	2.020
28	Guinée	1.901
29	Mauritanie	1.789
33	Niger	1.168
35	Togo	1.064
41	Sierra Leone	0.491
47	Cap Vert	0.263
49	Liberia	0.252
50	Gambie	0.186
52	Guinée-Bissau	0.128
Rang	Afrique Centrale	20.976
09	Angola	8.470
19	RDC	3.479
20	Cameroun	3.054

23	Guinée Equatoriale	2.538
32	Gabon	1.384
34	Congo	1.145
37	Tchad	0.731
53	RCA	0.124
55	Sao Tome et Principe	0.052

Rang	Afrique de l'Est	45.861
11	Ethiopie	7.672
12	Kenya	7.651
13	Tanzanie	6.868
15	Mozambique	4.907
16	Zimbabwe	4.470
17	Zambia	4.316
21	Ouganda	2.762
27	Maurice	1.932
31	Madagascar	1.428
36	Malawi	0.953
38	Rwanda	0.636
39	Sud Soudan	0.605
43	Burundi	0.326
44	Seychelles	0.319
45	Djibouti	0.303
46	Somalie	0.300
48	Erythrée	0.260
51	Comores	0.153

Rang	Afrique Australe	142.013
01	Afrique du Sud	137.306
25	Botswana	2.028
30	Namibie	1.623
40	Eswatini	0.584
42	Lesotho	0.473

Analyse des énergies renouvelables

La distinction des énergies renouvelables dans la CTFE montre des profils contrastés selon le niveau de consommation et le mix énergétique national. Dans certains pays à faible demande (RDC, Somalie, Ouganda, Libéria, République Centrafricaine) les renouvelables représentent plus de 90 % de la CTFE, principalement via l'hydroélectricité et la biomasse traditionnelle. Ces pays sont donc « verts par défaut », mais doivent renforcer la fiabilité et la capacité de production pour soutenir une industrialisation future, devenant ainsi « verts par conception ».

À l'inverse, des pays à forte consommation (Algérie, Libye, Guinée équatoriale, Égypte, Île Maurice) affichent des parts de renouvelables inférieures à 10 %, leur mix reposant largement sur le gaz, le pétrole ou le charbon.

Ces économies disposent d'infrastructures électriques robustes et d'une demande élevée, mais restent carbonées.

La priorité pour ces pays consiste à substituer progressivement les combustibles fossiles par des sources renouvelables (solaire, éolien, et à terme hydrogène vert), afin d'ancrer leur trajectoire énergétique dans une transformation industrielle écologique, compétitive, inclusive et durable.

Cette analyse combinée de la CTFE et de la part des renouvelables permet de distinguer les pays qui doivent concentrer leurs efforts sur la fiabilité et l'expansion des capacités de ceux qui doivent engager une transition structurelle vers un mix plus durable, offrant ainsi un cadre stratégique pour l'orientation des politiques énergétiques et industrielles ainsi que des investissements à l'échelle continentale.

4.2 Consommation nette d'électricité par région et par pays

4.2.1. Consommation nette d'électricité par région

La consommation nette d'électricité constitue un autre indicateur central pour évaluer la modernisation énergétique et la dynamique économique régionale.

Elle traduit simultanément la vitalité des secteurs productifs, la maturité des infrastructures et la capacité des systèmes électriques à accompagner la croissance économique.

Une augmentation maîtrisée de la consommation, en particulier dans l'industrie et les services à forte valeur ajoutée, témoigne d'une industrialisation en cours et d'une intégration progressive des marchés régionaux.

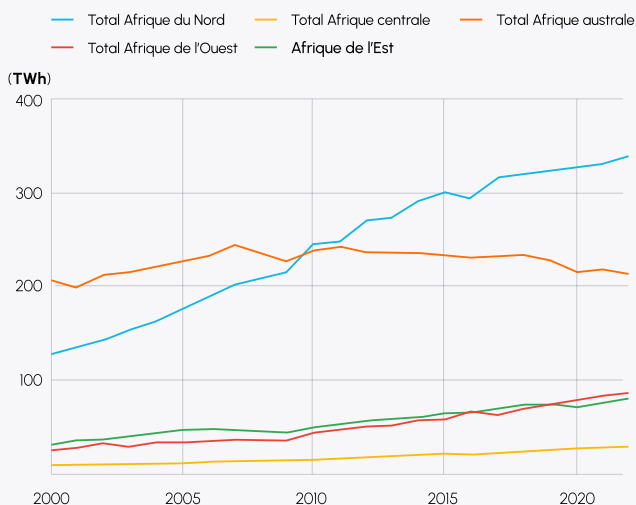
À l'inverse, une stagnation ou un recul indique des contraintes d'offre telles que des infrastructures vieillissantes, des pertes techniques élevées ou des délestages fréquents, limitant la compétitivité et l'emploi.

L'évolution de la demande électrique doit également être analysée au regard de la croissance démographique, particulièrement forte en Afrique de l'Est et de l'Ouest, mais stagnante ou faible en Afrique Australe et en Afrique du Nord.

evolution de la consommation nette d'électricité par région en afrique - Graph 15 -

figure 15

Evolution de la Consommation Nette d'Electricité par région



La figure 16 illustre l'évolution de la Consommation Nette d'Électricité par région. Voici une analyse synthétique des tendances et des leviers d'accélération:

Afrique du Nord

La consommation progresse de manière soutenue et régulière, portée par l'urbanisation, la demande industrielle et l'électrification des usages résidentiels. Les grands projets solaires et le développement du dessalement contribuent à accroître la demande.

- Profil : croissance stable et robuste, alignée avec le développement industriel.

Afrique de l'Ouest

La progression est positive mais hétérogène. Le Nigeria et le Ghana impulsent la dynamique régionale, tandis que les pays enclavés restent limités par les interconnexions régionales. Les réformes en cours dans les pays côtiers améliorent progressivement la continuité du service.

- Profil : croissance modérée, portée par la diversification hydro-solaire et la reprise économique.

Afrique Centrale

La région évolue lentement malgré son potentiel hydroélectrique. Les contraintes d'investissement, de gouvernance et d'interconnexion limitent la valorisation des ressources disponibles, avec la RDC et le Cameroun concentrant plus de 80 % de la production régionale.

- Profil : croissance faible et inégale, dépendante de projets structurants.

Afrique de l'Est

La consommation électrique est la plus dynamique du continent, grâce à un mix diversifié intégrant géothermie, hydroélectricité et solaire. Les interconnexions régionales (EAPP) soutiennent l'équilibrage et la résilience du système.

- Profil : croissance régulière et soutenue, portée par l'électrification rurale et la diversification du mix.

Afrique Australe

La progression reste limitée et heurtée, freinée par la vétusté des centrales thermiques, les délestages et une demande industrielle en retrait. L'Afrique du Sud concentre l'essentiel de la production mais elle peine à réduire la part du charbon dans son mix.

- Profil : stagnation relative, contraintes structurelles persistantes.

En résumé

L'Afrique du Nord et l'Afrique de l'Est tirent la croissance électrique continentale, reflétant une modernisation économique et un développement industriel plus soutenus. Les blocs Ouest et Centre progressent plus lentement, limités par des infrastructures et une offre insuffisantes, tandis que l'Afrique Australe reste dominée par un système carboné malgré sa production concentrée.

4.2.2 Consommation d'électricité par pays

L'approfondissement de l'analyse de la consommation par pays révèle une forte concentration de la demande dans les économies industrialisées ou fortement peuplées. Le tableau 3 récapitule pour chaque pays les principaux indicateurs énergétiques liés à l'électricité. A savoir, le prix ou tarif du kWh pour les entreprises et pour les ménages, la consommation nette d'électricité, l'accès au réseau, l'intensité énergétique et la part des renouvelables.

L'Afrique du Sud, l'Égypte, le Nigeria, l'Algérie et le Maroc figurent parmi les plus grands consommateurs d'électricité, en raison de leur densité démographique, de leur tissu industriel et de leur réseau électrique étendu.

À l'inverse, les petits États insulaires et certains pays enclavés présentent des consommations modestes, limitées par des contraintes structurelles : capacité de production insuffisante, fiabilité du réseau, coûts élevés et dépendance aux importations.

Les disparités de consommation et d'accès identifiées imposent une approche stratégique à la fois segmentée et dynamique, capable d'anticiper l'évolution de la demande future. Dans cette perspective, le profilage énergétique, articulé à une géostratégie des corridors, offre une lecture renouvelée des défis de la transition sur le continent.

En s'appuyant sur des taxonomies différenciées, l'ajustement entre l'offre et la demande à l'échelle régionale ouvre la voie à des solutions ciblées : du déploiement d'infrastructures de base dans les zones à faible consommation à la modernisation des réseaux des pôles industriels, tout en accélérant l'intégration régionale pour garantir une résilience énergétique collective.

4.3 Profilage énergétique et géostratégie des Corridors

Le présent chapitre procède à un profilage énergétique à travers un croisement des déterminants structurants, à savoir : l'accès à l'électricité, les prix du kWh, les niveaux de consommation, l'intensité énergétique, ainsi que la part des énergies renouvelables dans les systèmes électriques.

Cette approche multidimensionnelle permet d'identifier et de classer les profils énergétiques pays et d'appréhender d'une manière systémique les contraintes structurelles qui limitent la performance des systèmes énergétiques, ainsi que d'identifier les trajectoires d'intégration potentielle par des corridors régionaux.

L'objectif est de mettre en évidence les potentialités techniques qui conditionnent l'opportunité d'une interconnexion par corridor assurant une transition énergétique et compétitivité industrielle durable.

En regroupant les pays selon leurs caractéristiques -moteurs industriels carbonés, économies en transition, producteurs d'énergie propre, marchés vulnérables- la lecture du paysage énergétique africain sera plus évidente et préparera le développement de stratégies corridors régionales.

4.3.1. Taxonomie des profils énergétiques pays

La méthodologie de taxonomie adoptée dans ce rapport repose sur le croisement de différents déterminants économiques, afin d'identifier et regrouper les pays par profil énergétique concordant.

Cette approche combine des données provenant de sources internationales (AIE, IRENA, BAD) et des analyses croisées pour faire émerger des logiques d'intégration régionale.

Comme tout exercice de taxonomie à grande échelle, elle reste toutefois limitée par l'hétérogénéité des données, leur disponibilité selon les pays et les spécificités locales parfois difficiles à capturer dans une grille unique.

L'objectif est donc d'offrir une lecture structurée et opérationnelle, tout en reconnaissant que certains pays présentent des profils hybrides : fortement renouvelables mais à intensité énergétique élevée, ou compétitifs sur les prix mais vulnérables sur l'accès.

Ainsi, la taxonomie proposée repose sur des profils dominants à un instant donné, qui permettent de caractériser des configurations structurelles utiles à la planification régionale.

4.3.1.1 Prix, Consommation et Accès à l'électricité

Les prix de l'électricité, en particulier les tarifs appliqués aux usages productifs, constituent un facteur critique. Dans de nombreux pays subsahariens, les prix du kWh figurent parmi les plus élevés au monde, en raison :

- de la prédominance de la production thermique au diesel ou au fioul, coûteuse ;
- des pertes techniques et commerciales souvent supérieures à 20 % ;
- d'une faible base d'abonnés, limitant la mutualisation des coûts fixes ;
- d'une notation de risque pays qui renchérit le coût du capital.

Des tarifs élevés et l'instabilité de l'approvisionnement pèsent directement sur la compétitivité industrielle et limitent la capacité des économies à investir et à se moderniser.

Quant à la Consommation nette d'électricité, elle peut être définie comme la quantité d'électricité qui est effectivement disponible pour l'ensemble des utilisateurs finaux d'un territoire donné, après avoir retiré une partie des pertes.

Elle se calcule de la manière suivante: Consommation nette = Consommation intérieure - Pertes dans les réseaux de transport et de distribution

Sachant que la Consommation Intérieure (ou Brute) est la quantité totale d'électricité produite sur le territoire, plus les importations, moins les exportations, et moins la consommation des producteurs eux-mêmes (consommation des services auxiliaires des centrales électriques). Et les pertes dans les réseaux étant l'électricité perdue sous forme de chaleur lors de son acheminement sur les longues lignes de transport (haute tension) et les réseaux de distribution (moyenne et basse tension). Ces pertes sont soustraites pour obtenir la valeur nette.

Enfin, l'accès à l'électricité est défini par les Nations Unis comme la situation où la population dispose de services énergétiques modernes, fiables, durables et à un coût abordable, permettant de satisfaire à la fois les besoins humains fondamentaux et de soutenir le développement économique et social. Il couvre plus que la simple connexion physique au réseau, et est désormais mesurée selon des critères de fiabilité, de qualité et de coût abordable.

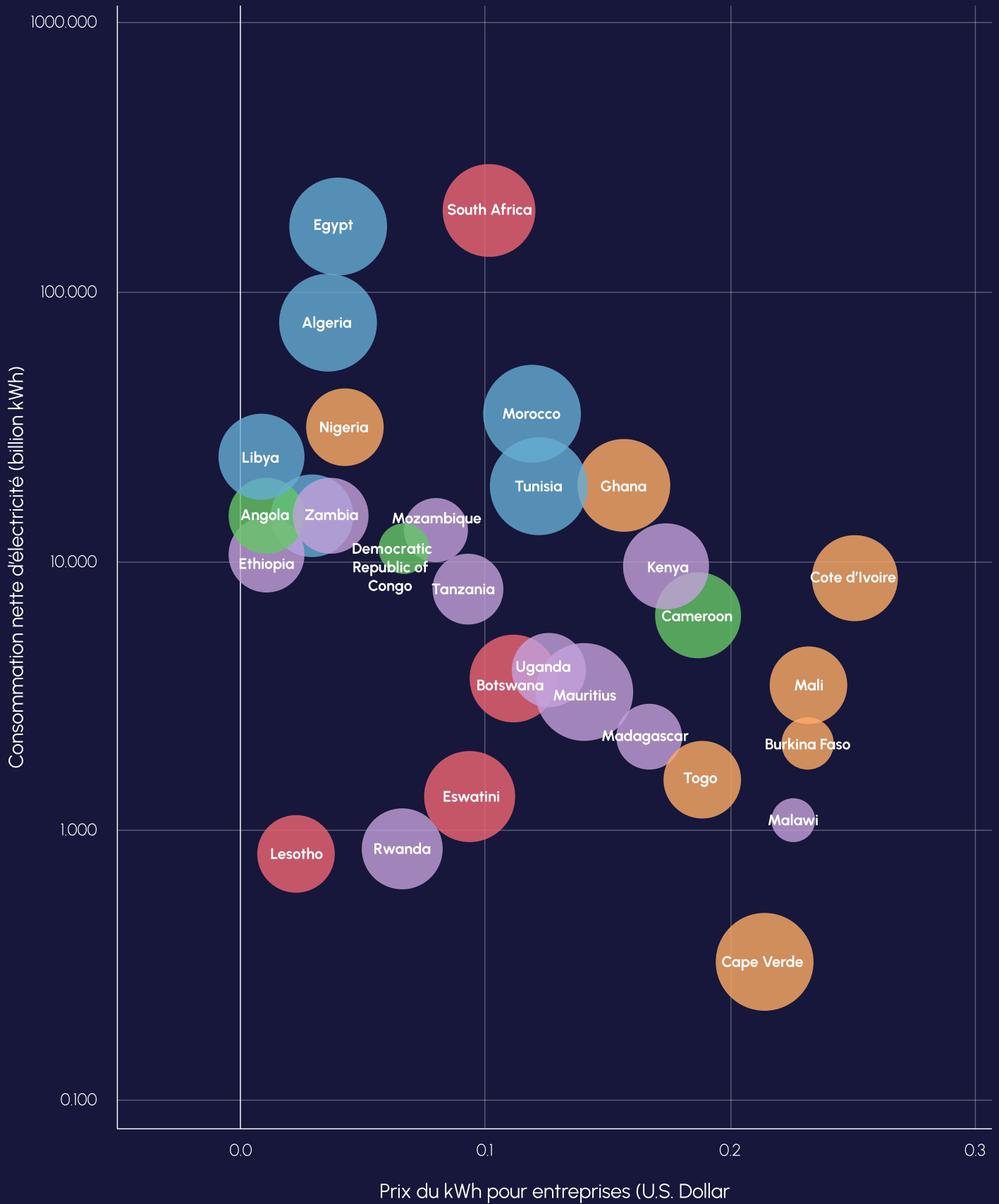
L'accès fiable à l'électricité demeure l'une des fractures majeures du continent africain, en particulier dans les zones rurales où les infrastructures sont souvent absentes ou limitées.

Selon la Banque Africaine de Développement (BAD), près de 600 millions d'Africains n'ont toujours pas accès à l'électricité, et même dans les zones urbaines connectées, la qualité de service reste insuffisante pour soutenir des usages productifs : coupures fréquentes, délestages planifiés, fluctuations de tension et manque de capacité de pointe freinent l'émergence d'écosystèmes industriels locaux et la montée en gamme des chaînes de valeur africaines.

figure 17

Prix, Consommation Nette et Accès à l'électricité (2023)

- Afrique du Nord
- Afrique du l'Est
- Afrique du l'Ouest
- Afrique Centrale
- Afrique Australe



La Figure 17 -Prix du kWh (axe X) versus Consommation Nette (axe Y) et Accès à l'électricité (Diamètre des bulles)- illustre de manière saisissante ces contrastes. Cette figure montre la forte fragmentation des systèmes électriques africains, où coexistent des pays à forte consommation et tarifs compétitifs, et un bon nombre d'économies à accès limité et à coûts élevés, révélant une Afrique énergétique à plusieurs vitesses. Elle met en évidence trois dynamiques principales :

Une concentration de la consommation dans les pays industrialisés (Afrique du Sud, Égypte, Nigéria, Maroc, Algérie, Tunisie), où la demande est tirée par l'industrie, l'urbanisation et la stabilité de l'approvisionnement.

Une zone intermédiaire regroupant des pays à forte croissance urbaine mais à systèmes électriques contraints (Kenya, Ghana, Côte d'Ivoire, Tanzanie, Ethiopie...).

Une vaste zone à faible accès et faible consommation, couvrant l'Afrique centrale, le Sahel et certains pays d'Afrique de l'Ouest ainsi que les pays insulaires et enclavés (Lesotho, Malawi, Eswatini, Rwanda, Cape Verde).

Il convient de noter que la dispersion des prix du kWh, qui ne sont ni corrélés à l'accès ni à la consommation électrique, ne reflète pas la performance des infrastructures disponibles, mais traduit surtout des modèles économiques et politiques tarifaires hétérogènes, où chaque pays choisit un équilibre différent entre subvention, compétitivité et industrialisation.

4.3.1.2. Prix v/s Intensité énergétique et Accès à l'électricité

L'analyse de la performance des systèmes énergétiques exige de prendre une autre perspective. Le prix du kWh (tarif entreprises) est cette fois-ci confronté à l'intensité énergétique et l'accès à l'électricité. Le prix restant un indicateur pertinent de l'attractivité énergétique immédiate d'un pays, c'est-à-dire sa capacité à fournir une énergie abordable et adaptée aux besoins productifs.

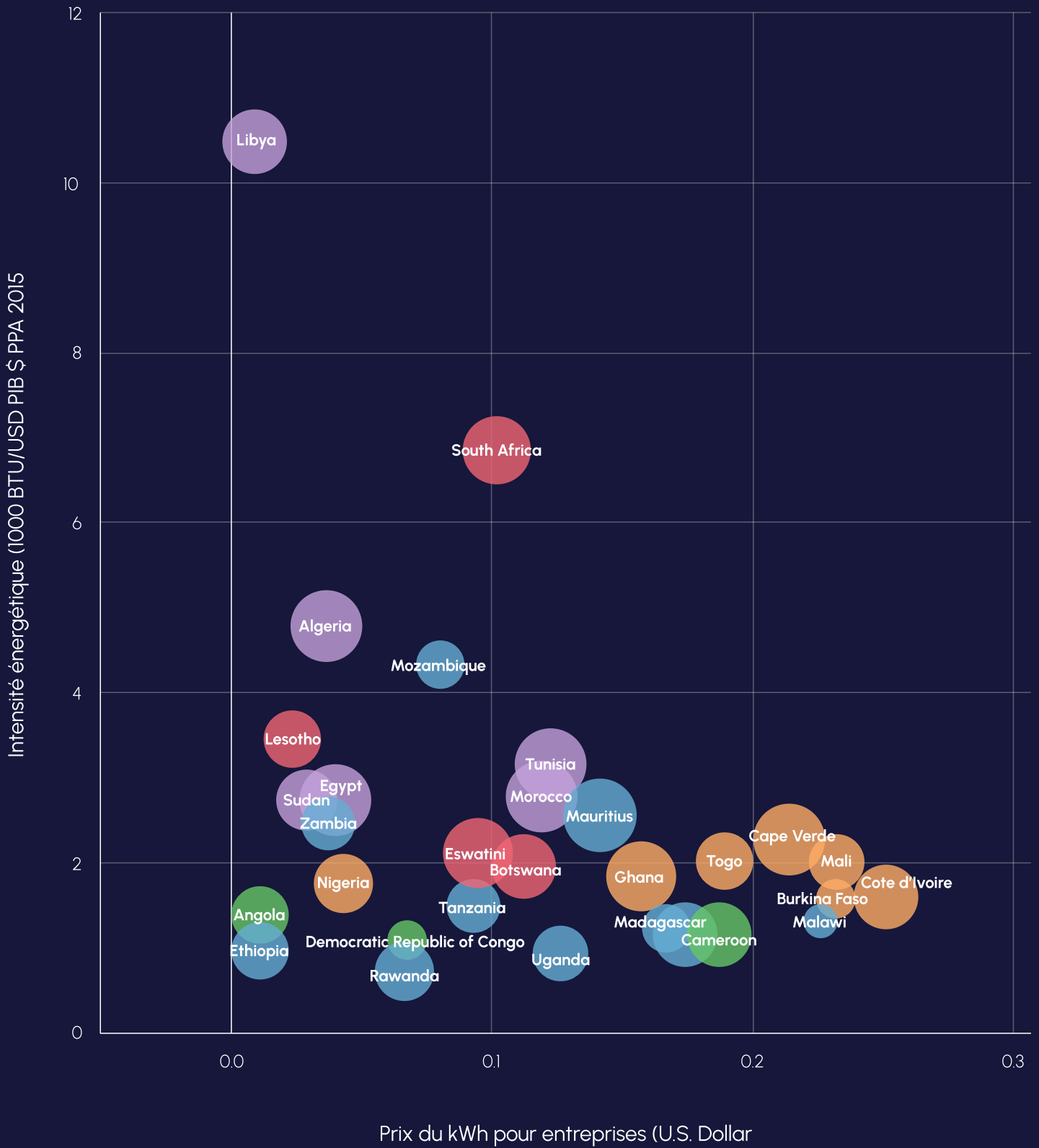
L'intensité énergétique est une mesure qui indique l'efficacité avec laquelle un pays utilise l'énergie pour produire de la richesse.

Elle est calculée comme le ratio de l'énergie consommée par rapport au PIB, et elle est exprimée en 1000 BTU/USD de PIB (1 kWh est approximativement égal à 3 412 BTU). L'intensité énergétique mesure l'efficacité des usages : une valeur élevée traduit une économie économe et souvent peu industrialisée, tandis qu'une valeur faible signale un usage efficient et un tissu industriel plus avancé.

figure 18

Prix du kWh v/s Intensité énergétique et Accès à l'électricité (2023)

-  Afrique du Nord
-  Afrique du l'Est
-  Afrique du l'Ouest
-  Afrique Centrale
-  Afrique Australe



Le croisement des prix du kWh, avec les indicateurs d'intensité énergétique et d'accès à l'électricité permet de situer chaque pays dans un espace « compétitivité prix-efficiency », et apprécier son potentiel d'industrialisation et de transformation productive.

La figure 18 met en évidence des profils énergétiques distincts, qu'on peut regrouper en quadrants délimités de manière conventionnelle par deux seuils ; un pour le prix du kWh et un pour l'intensité énergétique, exprimée en tonne équivalent pétrole par unité de création de richesse. Le taux d'accès n'est pas pris en compte dans cette décomposition.

La position d'un pays dans un quadrant donné reflète ainsi un profil énergétique dominant à un instant donné, sans préjuger de dynamiques internes hétérogènes ni de trajectoires d'évolution futures.

Dans cette lecture, les quadrants ne constituent ni un classement de performance ni une évaluation normative, mais un cadre de lecture comparatif destiné à faire émerger des configurations structurelles et des complémentarités potentielles entre pays.

Explication des quadrants

Dans le cadre de l'analyse par quadrants, les frontières retenues pour les axes X et Y sont définies à partir de seuils opérationnels permettant une lecture comparative des systèmes énergétiques africains.

L'axe horizontal (X) correspond au prix moyen de l'électricité, avec une valeur seuil fixée à la valeur médiane de 0,10 USD/kWh, distinguant des contextes de prix relativement compétitifs ($X \leq 0,10$ USD/kWh) de situations où le coût de l'électricité constitue une contrainte significative pour les usages productifs ($X > 0,10$ USD/kWh).

Ce seuil est cohérent avec les benchmarks internationaux généralement considérés comme favorables à l'industrialisation et à l'attractivité des industries électro-intensives.

L'axe vertical (Y) représente l'intensité énergétique de l'économie, mesurée en BTU/USD, avec une frontière fixée à une valeur médiane de 2 500 BTU/USD. Cette valeur permet de distinguer le groupe d'économies à intensité énergétique élevée ($Y > 2 500$), traduisant une forte consommation d'énergie par unité de richesse produite –souvent liée à des structures productives extractives ou énergivores– du groupe présentant une intensité plus modérée ($Y \leq 2 500$), généralement associée à une meilleure efficacité énergétique ou à une structure économique plus diversifiée.

Ces seuils n'ont pas vocation à établir une hiérarchie normative entre pays, mais à structurer une lecture stratégique des profils énergétiques dominants, à faciliter l'identification de complémentarités régionales et à éclairer le rôle potentiel de chaque pays dans la conception et le déploiement des corridors énergétiques africains. Ils doivent être interprétés avec prudence, en tenant compte des spécificités nationales, des dynamiques sectorielles et des évolutions temporelles des indicateurs considérés.

Profilage énergétique par quadrants

Sur la base des seuils retenus pour le prix de l'électricité (axe X) et l'intensité énergétique de l'économie (axe Y), la cartographie par quadrants met en évidence quatre configurations structurelles distinctes des systèmes énergétiques africains. Chaque quadrant correspond à un profil dominant, reflétant des contraintes et des opportunités spécifiques, sans constituer ni un classement de performance ni une évaluation normative.

Quadrant Nord-Est – Prix élevés / Intensité énergétique élevée

($X > 0,10$ USD/kWh ; $Y > 2 500$ BTU/USD)

Profils sous contrainte énergétique structurelle

Afrique du Sud, Tunisie, Maroc, Maurice

Ce quadrant regroupe des pays confrontés à une double contrainte structurelle : un coût de l'électricité élevé, pénalisant les usages productifs, combiné à une intensité énergétique forte ou moyenne, traduisant une consommation d'énergie importante par unité de richesse produite. Cette configuration est souvent associée à des systèmes énergétiques fragmentés, dépendants des importations de combustibles fossiles, et à des structures productives dominées par des activités peu efficaces ou faiblement transformées.

Une remarque sur l'Afrique du Sud qui affichait historiquement des prix du kWh bas. L'augmentation récente des tarifs d'Eskom valide sa dégradation en matière de compétitivité prix.

Dans cette configuration, les corridors énergétiques jouent un rôle critique en permettant l'accès à une électricité plus compétitive, plus fiable et potentiellement plus décarbonée, condition nécessaire à toute trajectoire de transformation productive.

Quadrant Nord-Ouest – Prix compétitifs / Intensité énergétique élevée

($X \leq 0,10$ USD/kWh ; $Y > 2\,500$ BTU/USD)

Profils Extractifs et Electro-intensifs

Egypte, Libye, Algérie, Soudan, Mozambique, Lesotho, Zambie,

Les pays de ce quadrant bénéficient d'un avantage relatif en termes de coût de l'électricité, souvent lié à la disponibilité de ressources énergétiques domestiques (hydroélectricité, gaz, charbon) ou à des mécanismes de subvention. Toutefois, leur intensité énergétique élevée révèle une structure économique encore largement dominée par des activités extractives ou des industries énergivores, avec une valeur ajoutée limitée.

Cette configuration traduit un potentiel de transformation élevé : la compétitivité énergétique constitue un levier stratégique pour engager une montée en gamme industrielle, à condition que l'électricité bon marché soit orientée vers des usages productifs, intégrée à des chaînes de valeur régionales et accompagnée de politiques industrielles ciblées. Les corridors énergétiques peuvent ici jouer un rôle d'amplificateur, en élargissant les marchés, en sécurisant la demande et en favorisant les investissements industriels transfrontaliers.

Quadrant Sud-Est – Prix élevés / Intensité énergétique modérée

($X > 0,10$ USD/kWh ; $Y \leq 2\,500$ BTU/USD)

Profils efficaces sous contrainte

Botswana, Ouganda, Ghana, Togo, Madagascar, Cameroun, Kenya, Malawi, Burkina Faso, Côte d'Ivoire, Cape Verde, Mali

Ce quadrant regroupe des pays dont l'intensité énergétique relativement modérée reflète soit une meilleure efficacité énergétique, soit une structure économique davantage orientée vers les services et les activités à plus forte valeur ajoutée. Néanmoins, le niveau élevé des prix de l'électricité constitue une contrainte majeure pour le développement d'activités industrielles, en particulier électro-intensives.

Les pays de ce quadrant se trouvent typiquement dans une trappe énergétique, où les coûts élevés limitent l'industrialisation, tandis que la faible diversification économique réduit la capacité d'investissement dans des infrastructures plus performantes.

Les corridors énergétiques représentent alors un levier stratégique pour réduire les coûts marginaux d'approvisionnement, améliorer la compétitivité industrielle et soutenir une diversification économique plus équilibrée, notamment à travers l'intégration régionale des marchés de l'électricité.

Quadrant Sud-Ouest – Prix compétitifs / Intensité énergétique modérée

($X \leq 0,10$ USD/kWh ; $Y \leq 2\,500$ BTU/USD)

Profils d'équilibre énergétique productif

Angola, Ethiopie, Nigéria, RDC, Rwanda, Tanzanie, Eswatini, Ouganda

Ce quadrant correspond à des configurations relativement favorables, combinant une électricité compétitive et une intensité énergétique maîtrisée. Ces profils traduisent des systèmes énergétiques plus équilibrés, capables de soutenir à la fois la croissance économique et l'amélioration de l'efficacité énergétique. Un bémol toutefois pour le Nigéria qui affiche plutôt un «Profil hybride à forte disparité réseau/hors-réseau» compte tenu de sa forte dépendance aux groupes électrogènes privés (coût très élevé hors réseau).

Sans constituer un aboutissement, ces pays disposent d'un potentiel moteur dans les dynamiques de corridors énergétiques africains. Ils sont bien positionnés pour accueillir des industries électro-intensives, exporter de l'électricité vers des pays voisins plus contraints, ou jouer un rôle de plateforme régionale dans des chaînes de valeur bas-carbone.

Pays non classés faute de données

Bénin, Gambie, Guinée, Guinée-Bissau, Libéria, Mauritanie, Niger, Sénégal, République centrafricaine, Tchad, Congo, Guinée équatoriale, Gabon, Sao Tomé-et-Principe, Burundi, Comores, Djibouti, Érythrée, Seychelles, Somalie, Soudan du Sud, Zimbabwe, Namibie.

Cette absence de classification reflète des contraintes de disponibilité et de comparabilité des données, et non un jugement sur leurs performances énergétiques.

4.3.2. Lecture géostratégique et implications continentales

L'analyse par quadrants met en évidence que les enjeux énergétiques africains ne relèvent pas d'une opposition binaire entre pays « performants » et pays « en retard », mais de configurations structurelles différenciées, appelant des réponses coordonnées à l'échelle régionale et continentale. Elle révèle que les contraintes énergétiques sont moins le produit

de déficits isolés que le résultat de déséquilibres systémiques entre prix, accès, intensité énergétique et structure productive.

La cartographie croisée des prix de l'électricité, de la consommation et de l'accès met ainsi en lumière une Afrique énergétique à la fois fragmentée et riche en synergies à exploiter.

Elle souligne la nécessité d'une vision stratégique intégrée pour construire un système électrique africain cohérent, résilient et capable de soutenir une industrialisation durable et inclusive à l'échelle du continent.

Dans cette perspective, les taxonomies énergétiques proposées offrent un cadre stratégique opérationnel pour planifier la transition énergétique africaine et exploiter les complémentarités naturelles entre pays producteurs, consommateurs et zones de transit.

Elles permettent de dépasser une approche strictement nationale pour inscrire les choix énergétiques dans une logique d'intégration régionale et de souveraineté productive.

Les corridors énergétiques régionaux apparaissent dès lors non comme de simples infrastructures techniques, mais comme des leviers structurants de solidarité, de coopération et de transformation économique continentale.

En connectant des pays disposant de capacités excédentaires ou de prix de l'électricité compétitifs -souvent dotés de ressources hydroélectriques ou solaires abondantes, tels que l'Égypte, le Maroc, l'Afrique du Sud, le Mozambique ou l'Éthiopie- à des économies confrontées à des déficits chroniques d'approvisionnement (notamment le Niger, le Tchad, le Libéria ou le Mali), ces corridors peuvent contribuer à stabiliser les prix, sécuriser l'approvisionnement énergétique et favoriser la montée en gamme industrielle ainsi que la création d'emplois productifs.

Afin d'approfondir cette lecture, l'analyse est complétée par un croisement des déterminants énergétiques précédemment identifiés avec la composition du mix énergétique.

Cette approche permet d'introduire une lecture dynamique de la transition écologique du continent, en révélant les contrastes structurels, les tensions et les complémentarités entre pays, ainsi que les trajectoires potentielles susceptibles de guider le développement futur des corridors énergétiques régionaux.

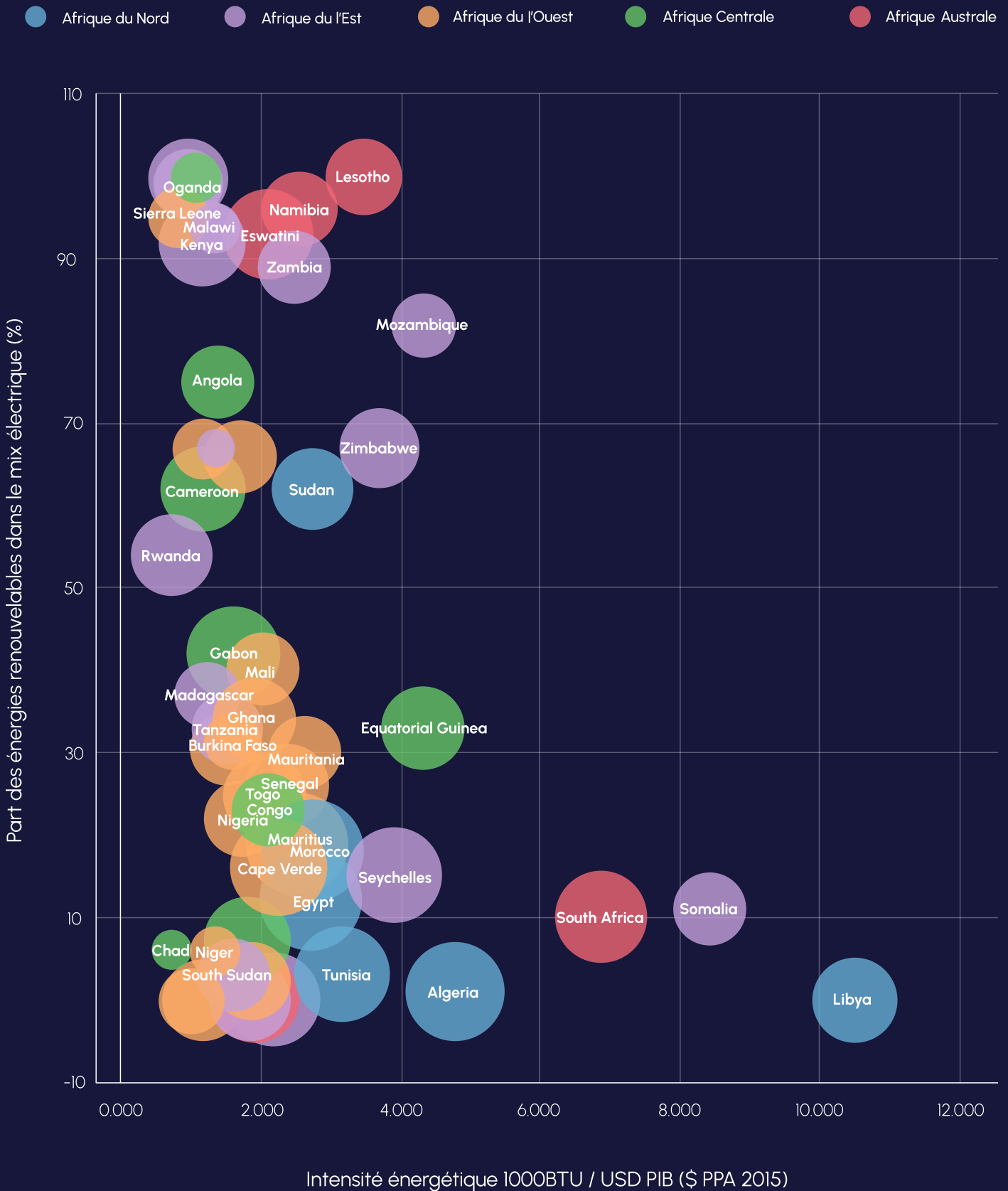
Elle éclaire enfin la manière dont l'accès, le coût et la nature de l'électricité conditionnent des trajectoires industrielles et énergétiques différenciées à l'échelle africaine.

L'analyse de la part des énergies renouvelables dans le mix électrique, croisée avec l'intensité énergétique, apporte un éclairage complémentaire sur les systèmes électriques africains.

Elle permet de dépasser une lecture purement quantitative pour appréhender les logiques structurelles, les dynamiques productives et les trajectoires de décarbonation à l'œuvre dans les différentes régions du continent.

figure 19

Part des renouvelables dans le mix électrique v/s intensité énergétique (2023)



La figure 19 met en évidence un contraste marqué entre des pays « verts par défaut », des économies en transition structurée et des systèmes industrialisés encore fortement carbonés. Elle révèle des trajectoires énergétiques différenciées, mais potentiellement hautement complémentaires dans une perspective d'intégration régionale.

• **Pays verts par défaut** : RDC, Libéria, Burundi

Le mix énergétique de ces pays est fortement renouvelable, mais les capacités restent limitées et la dépendance à la biomasse entraîne une intermittence marquée. Du point de vue stratégique, la priorité consiste à renforcer la fiabilité des réseaux, développer les solutions de stockage et densifier les infrastructures. Ces mesures permettront de transformer le potentiel renouvelable en énergie productive et fiable, capable de soutenir le développement économique et industriel futur.

• **Pays en transition structurée** : Kenya, Tanzanie, Zambie
Ici, les renouvelables jouent un rôle actif dans la croissance économique et la montée en puissance industrielle. La trajectoire stratégique repose sur le renforcement de l'intégration régionale et l'expansion des réseaux, qui constituent des leviers essentiels pour maximiser l'impact productif des énergies renouvelables et pour consolider la résilience des systèmes électriques face à la demande croissante.

• **Pays industrialisés mais carbonés** : Égypte, Algérie, Afrique du Sud

Ces économies combinent une industrialisation avancée avec un mix énergétique dominé par le charbon et le gaz. La stratégie vise à initier une décarbonation progressive tout en maintenant l'offre industrielle. Le développement d'énergies propres et la production d'hydrogène vert apparaissent comme des leviers essentiels pour réduire l'empreinte carbone sans compromettre la compétitivité et la stabilité des systèmes énergétiques.

• **Pays en transition maîtrisée mais dépendants** : Maroc, Maurice

Ces pays présentent un mix intermédiaire, mais les prix restent relativement élevés. La stratégie énergétique repose sur l'optimisation des solutions de stockage et l'importation compétitive d'énergie propre. L'objectif est de soutenir simultanément la croissance économique et la compétitivité industrielle, tout en préparant la transition vers un système énergétique plus durable et résilient.

Dans l'ensemble, l'analyse croisée de la part des renouvelables et de l'intensité énergétique met en évidence un paysage africain contrasté mais structuré par de fortes complémentarités.

Chaque groupe de pays présente des trajectoires spécifiques, des défis distincts et des leviers d'action différenciés, allant de la valorisation de ressources renouvelables sous-exploitées à la décarbonation progressive de systèmes industrialisés.

Ces dynamiques constituent une base solide pour une planification régionale cohérente, fondée sur l'intégration des réseaux, la stabilisation des systèmes, le transfert de technologies et de savoir-faire, et l'optimisation de l'accès à une énergie propre et compétitive.

Ces complémentarités constituent le fondement technique des corridors énergétiques africains, véritables infrastructures structurantes d'une transformation productive bas-carbone à l'échelle du continent.

4.3.3 Interprétation stratégique des corridors énergétiques

L'intégration des données analysées dans les sections précédentes permet d'identifier les corridors énergétiques majeurs, structurants pour l'avenir énergétique et productif du continent.

Ces corridors ne se limitent pas à des axes géographiques d'interconnexion : ils constituent les vecteurs prioritaires d'une transition énergétique continentale, fondée sur la complémentarité entre ressources, capacités de production et besoins en énergie. Ils préfigurent une architecture énergétique panafricaine reposant sur l'interconnexion, la diversification des sources et la sécurisation de l'approvisionnement.

Corridors Nord → Subsaharien

Axes structurants :

- Algérie → Niger → Nigeria
- Égypte → Soudan → Tchad

Positionnement et logique du corridor

Ces corridors transsahariens relient des économies nord-africaines disposant d'un fort potentiel de production renouvelable et d'infrastructures énergétiques relativement développées à des pays sahéliens et ouest-africains caractérisés par une croissance démographique rapide et un déficit structurel d'accès à l'électricité. Il vise à articuler excédents de capacité et besoins croissants dans une logique de stabilisation régionale.

Constats clés issus de la cartographie

Les indicateurs mettent en évidence un potentiel solaire de classe mondiale en Algérie et en Égypte, susceptible de générer des volumes exportables compétitifs via des infrastructures transsahariennes.

À l'inverse, le Niger et le Tchad affichent des taux d'accès à l'électricité inférieurs à 30–40 %, les plaçant parmi les zones les plus vulnérables du continent. Le Nigeria, malgré son poids économique, demeure sous-capacitaire, avec un déficit chronique de production et un réseau instable limitant son potentiel industriel.

Enjeu stratégique:

Ces corridors constituent des leviers puissants de transformation énergétique et de stabilisation de l'Afrique Nord et Subsaharienne, avec à la clé une réduction de la vulnérabilité énergétique du Sahel et valorisation du potentiel solaire nord-africain via des flux transfrontaliers sécurisés.

Corridor Est-Africain

Axes structurants :

- Éthiopie & Kenya → Ouganda → Rwanda → Burundi

Positionnement et logique du corridor

Ce corridor repose sur une base hydroélectrique et géothermique robuste, complétée par un développement accéléré du solaire. Il connecte des pays disposant de capacités excédentaires à des économies en expansion rapide, dont la demande énergétique croît plus vite que les capacités nationales de production.

Constats clés issus de la cartographie

L'Éthiopie et le Kenya concentrent les plus importantes capacités hydroélectriques et géothermiques de la région, générant des excédents exportables.

L'Ouganda et le Rwanda affichent une dynamique soutenue d'extension de l'accès à l'électricité, mais restent dépendants des importations pour assurer la stabilité du réseau. Le Burundi, avec l'un des plus faibles taux d'électrification du continent, illustre le potentiel transformateur de ce corridor.

Enjeu stratégique

Il s'agit du corridor le plus avancé en matière d'intégration régionale, notamment grâce à l'Eastern Africa Power Pool (EAPP). Il permet de réduire les coûts marginaux de production, d'optimiser l'hydroélectricité excédentaire et de renforcer la résilience climatique et opérationnelle des systèmes électriques d'Afrique de l'Est.

Corridor Afrique Australe

Axes structurants :

- Mozambique + Zambie → Malawi / Zimbabwe / Botswana

Positionnement et logique du corridor

Ce corridor s'organise autour de la vallée du Zambèze, pilier hydroélectrique de l'Afrique australe. Il connecte des pays exportateurs nets d'électricité à des économies structurellement déficitaires, confrontées à des parcs thermiques vieillissants et à des délestages récurrents.

Constats clés issus de la cartographie

Le Mozambique, avec le complexe de Cahora Bassa, joue un rôle pivot dans les exportations régionales d'électricité. La Zambie combine un potentiel hydroélectrique significatif avec une demande en hausse liée à l'urbanisation et à l'industrialisation. Le Malawi, le Zimbabwe et le Botswana restent fortement dépendants des importations et de sources thermiques, ce que reflètent leurs faibles parts de renouvelables et leur vulnérabilité énergétique.

Enjeu stratégique

Ce corridor est essentiel pour la stabilisation du Southern African Power Pool (SAPP). Il contribue à réduire les délestages chroniques, à améliorer la fiabilité des réseaux et à engager une transition progressive vers un mix énergétique plus propre et moins carboné, tout en soutenant les bases industrielles régionales.

Corridors Afrique Centrale

Axes structurants :

- MRDC → Angola / Zambie
- Cameroun → Tchad / République Centrafricaine (RCA)

Positionnement et logique du corridor

Ces corridors s'appuient sur les immenses potentiels hydroélectriques encore largement sous-exploités de l'Afrique centrale. Ils visent à transformer cette région en un hub énergétique capable d'alimenter durablement les économies voisines déficitaires.

Constats clés issus de la cartographie

La RDC concentre plus de 40 % du potentiel hydroélectrique africain, mais affiche un taux d'accès à l'électricité inférieur à 20 %, révélant un paradoxe structurel majeur. Le Cameroun dispose également de ressources hydrauliques importantes, mobilisables vers le Tchad et la RCA, où la demande non satisfaite demeure très élevée. Les pays récepteurs présentent parmi les plus faibles niveaux de TES/PIB du continent, signe d'un déficit critique d'infrastructures énergétiques modernes.

Enjeu stratégique

Ces corridors offrent la possibilité de faire de l'Afrique centrale un hub hydroélectrique régional, capable de soutenir l'intégration énergétique de l'Afrique de l'Ouest, de l'Est et australe.

Leur développement est cependant conditionné à des investissements massifs dans les réseaux, à la sécurisation institutionnelle et à une coopération régionale renforcée.

Synthèse transversale

Pris ensemble, ces quatre corridors constituent les piliers d'une intégration énergétique panafricaine structurée, s'inscrivant dans et prolongeant l'architecture des Power Pools régionaux existants ou en gestation -WAPP (Afrique de l'Ouest), CAPP (Afrique centrale), SAPP (Afrique australe), EAPP (Afrique de l'Est) et NAPP (Afrique du Nord)-.

Loin de se substituer à ces cadres institutionnels, les corridors identifiés en représentent les axes fonctionnels prioritaires, là où les complémentarités entre ressources, capacités de production et besoins en énergie sont les plus marquées.

La mise en œuvre effective de ces corridors dépend de la capacité des Power Pools à évoluer d'une logique principalement technique d'interconnexion vers une gouvernance stratégique intégrée, combinant planification des investissements, coordination des marchés régionaux de l'électricité et alignement avec les politiques industrielles et climatiques.

Elle suppose également la mobilisation de financements à long terme, la modernisation des réseaux de transport et de distribution, ainsi qu'une prise en compte accrue des impératifs de résilience climatique et de sécurité des systèmes.

Dans cette perspective, les corridors énergétiques apparaissent comme les vecteurs opérationnels permettant aux Power Pools de jouer pleinement leur rôle dans la transformation énergétique et industrielle du continent.

Le chapitre suivant examine ces conditions de gouvernance, d'investissement et de coopération régionale, et propose des options stratégiques pour consolider ces cadres et maximiser leur contribution à une intégration énergétique africaine orientée vers la création de valeur et l'industrialisation bas-carbone.

4.4. Transformation productive par les corridors énergétiques

L'analyse des dynamiques énergétiques à l'échelle continentale met en évidence une polarisation structurelle des capacités de production, des niveaux de coûts et des degrés de vulnérabilité énergétique. Cette polarisation ne traduit pas un simple clivage géographique, mais des configurations régionales différenciées, issues de trajectoires historiques, de dotations en ressources et de choix d'investissement hétérogènes.

Les régions nord et australe du continent concentrent des pôles de production relativement compétitifs, caractérisés par une disponibilité croissante d'électricité issue du solaire, de l'hydroélectricité, du gaz et de l'éolien.

Ces systèmes disposent d'une base industrielle et infrastructurelle plus avancée, mais font face à un impératif stratégique de décarbonation, de modernisation des réseaux et d'optimisation des usages productifs de l'énergie, condition nécessaire au maintien de leur compétitivité à long terme.

À l'inverse, une large partie de l'Afrique centrale et ouest-africaine demeure confrontée à des déficits structurels d'infrastructures énergétiques, à une forte dépendance aux combustibles fossiles importés et à des coûts de production élevés.

Ces contraintes limitent la capacité de ces économies à soutenir une croissance industrielle soutenue et à s'insérer dans des chaînes de valeur régionales à plus forte valeur ajoutée.

L'Afrique de l'Est occupe une position intermédiaire, avec un profil énergétique plus équilibré. La combinaison de potentiels hydroélectriques et géothermiques importants, d'un développement progressif du solaire et d'une dynamique d'intégration régionale relativement avancée confère à cette région une résilience climatique accrue et un potentiel de montée en échelle des usages productifs de l'électricité.

Dans ce contexte, les corridors énergétiques régionaux -opérant au sein des Power Pools existants ou en structuration (WAPP, CAPP, SAPP, EAPP, NAPP)- apparaissent comme des instruments structurants de transformation productive, permettant de convertir ces disparités régionales en complémentarités économiques et industrielles.

Leur rôle dépasse la seule interconnexion technique et s'inscrit dans une logique de réorganisation spatiale et fonctionnelle des systèmes énergétiques africains.

Ces corridors remplissent trois fonctions stratégiques majeures :

- **Redistribution spatiale de l'énergie** : les flux transfrontaliers permettent de connecter les zones excédentaires aux zones déficitaires, réduisant la vulnérabilité énergétique, améliorant la sécurité d'approvisionnement et optimisant le facteur de charge des actifs de production existants.

- **Réduction des coûts systémiques** : l'intégration régionale contribue à abaisser les coûts marginaux de production, à améliorer la stabilité et la flexibilité des réseaux, et à favoriser une planification coordonnée des investissements à l'échelle des Power Pools.

- **Stimulation de la valeur ajoutée régionale** : en reliant des pays à faible coût de production énergétique à des économies disposant d'un potentiel industriel ou d'une demande croissante, les corridors facilitent la localisation de segments productifs, la montée en gamme industrielle et le renforcement de la compétitivité manufacturière régionale.

Dans une perspective de Transformation Énergétique et Industrielle (TEI), les corridors énergétiques ne peuvent plus être appréhendés comme de simples infrastructures électriques.

Ils deviennent des vecteurs de productivité et d'intégration économique, capables de transférer non seulement des électrons, mais également des opportunités industrielles, des investissements et des capacités productives associées à l'usage de l'énergie.

Cette logique d'intégration repositionne l'énergie comme un bien régional partagé, au cœur d'une souveraineté collective fondée sur la coopération, la mutualisation des ressources et la création de valeur.

Elle constitue une condition essentielle pour engager l'Afrique sur une trajectoire de développement plus compétitive, décarbonée et inclusive, alignée avec les objectifs de transformation structurelle du continent.

4.5. Coopération technologique et régionale pour une sécurité énergétique renforcée

À l'échelle continentale, le renforcement des échanges régionaux d'électricité est désormais le facteur déterminant pour l'atteinte d'une double cible : la réduction durable des coûts et l'établissement d'une véritable sécurité énergétique.

Les corridors énergétiques identifiés, Nord-Subsaharien, Ouest africain, Est africain, Afrique australe et hydro-centraux, ne sont pas uniquement des vecteurs de commerce; ils constituent la colonne vertébrale d'une future architecture énergétique continentale résiliente.

Ils offrent un cadre de coopération essentiel pour relier producteurs, consommateurs et nœuds d'équilibrage, permettant non seulement d'optimiser les coûts marginaux, mais surtout de renforcer la sécurité d'approvisionnement, la fiabilité des réseaux et la stabilité des systèmes électriques régionaux.

La réduction durable des coûts et l'amélioration stratégique de la sécurité énergétique dépendront néanmoins de l'activation simultanée de trois leviers interdépendants:

La Coopération Régionale

- Elle est indispensable pour mutualiser les ressources de production, optimiser les pointes de consommation et renforcer les interconnexions.
- Contribution à la Sécurité: Elle garantit une meilleure sécurité d'approvisionnement régionale grâce à la diversification des sources et la mutualisation des risques.

L'Innovation Technologique

- Elle permet d'abaisser le LCOE (Levelized Cost of Energy) des énergies renouvelables et de moderniser l'ensemble des infrastructures de transport et de distribution (digitalisation, gestion des pertes).
- Contribution à la Sécurité: Elle est essentielle pour la fiabilité opérationnelle des réseaux, réduisant les pannes et améliorant la qualité de service.

La Montée en Échelle Industrielle

- Elle seule est capable d'établir des chaînes de valeur locales et régionales, créant les capacités productives nécessaires à la transition.
- Contribution à la Sécurité: Elle accroît la résilience locale du système face aux chocs externes (logistiques, géopolitiques) et garantit l'autonomie stratégique en équipements.

En définitive, la cartographie présentée dans cette section montre que la transformation du secteur énergétique ne repose pas uniquement sur des ressources ou des technologies, mais sur la capacité des pays à intégrer leurs complémentarités, à coopérer et à bâtir un système continental cohérent, sécurisé, résilient et capable de soutenir une industrialisation durable à long terme.

4.5.1. Technologies de réduction des coûts dans les filières renouvelables

Les innovations récentes dans les filières renouvelables offrent des perspectives substantielles de réduction du Coût Nivelé de l'Énergie ou Leveled Cost Of Energy (LCOE), en particulier lorsqu'elles sont déployées à grande échelle et intégrées dans des systèmes régionaux interconnectés.

Solaire photovoltaïque

- Modules bifaciaux : gains de productivité de l'ordre de +10 à +20 % pour un CAPEX quasi constant.
- Systèmes thermo-photovoltaïques : amélioration du rendement global pouvant dépasser 30 %.
- Panneaux à pérovskites : potentiel de réduction du coût par watt estimé entre 30 et 50 % à moyen terme.

Éolien

- Turbines adaptées aux faibles vitesses de vent : valorisation des zones sahéliennes et côtières jusqu'ici peu exploitées.
- Optimisation aérodynamique des pales : augmentation de la productivité annuelle d'environ 10 %.

Hydroélectricité

- Mini- et microcentrales : coûts d'investissement 2 à 4 fois inférieurs à ceux des grands barrages, avec des délais de réalisation plus courts.
- Systèmes au fil de l'eau : réduction des coûts liés au stockage et aux aménagements lourds.

Géothermie

- Forage directionnel optimisé : réduction pouvant atteindre 40 % des coûts de développement.
- Binary Cycle Plants : valorisation des ressources géothermiques à basse température, particulièrement adaptées à l'Afrique de l'Est.

Biomasse et déchets

- Pyrogazéification et biodigestion : double dividende énergétique et environnemental, contribuant à la réduction des coûts tout en améliorant la gestion des déchets.

4.5.2. Transformation industrielle pour abaisser le coût global

Au-delà des technologies de production, la compétitivité du secteur énergétique africain repose sur la capacité du continent à internaliser une part croissante de la chaîne de valeur technologique et à adapter les solutions aux profils de demande locaux.

Les principaux leviers identifiés sont :

- le déploiement de systèmes hybrides intelligents (PV + stockage + thermique), permettant une réduction du coût de l'énergie de 30 à 50 % dans les zones isolées ou faiblement interconnectées ;
- l'adoption de technologies de stockage à bas coût (sodium-ion, fer-air, sels fondus), mieux adaptées aux profils de charge africains ;
- la digitalisation des réseaux (Energy Management Systems, intelligence artificielle, IoT), générant une réduction estimée de 15 % des pertes techniques et de 20 à 40 % des coûts d'exploitation et de maintenance.

4.5.3. Industrialisation verte par intégration locale

La structuration de filières industrielles nationales et régionales constitue un levier central pour réduire les coûts logistiques, renforcer les capacités locales et accroître la résilience économique. Cette industrialisation verte repose notamment sur :

- la production locale d'équipements énergétiques (structures, transformateurs, supports métalliques) ;
- des partenariats public-privé favorisant le transfert de technologies, la fabrication sous licence et la montée en compétences ;
- le développement de zones industrielles vertes, telles que Benguerir (Maroc), Menengai (Kenya) ou Kuraymat (Égypte), qui préfigurent des écosystèmes énergie-industrie intégrés.

4.5.4. Modèles économiques et leviers de financement

L'accélération des investissements énergétiques nécessite la mobilisation de mécanismes financiers innovants, capables de réduire le coût du capital et de sécuriser les flux de revenus :

- le blended finance, pour améliorer la bancabilité des projets et attirer les investisseurs privés ;
- les green bonds et fonds climatiques, adaptés au financement d'infrastructures lourdes et de long terme ;
- les contrats d'achat d'électricité (PPA) de long terme, indispensables pour stabiliser les revenus et favoriser l'émergence de marchés régionaux de l'électricité.

4.5.5. Impacts attendus sur la compétitivité et la durabilité

La combinaison de ces leviers technologiques, industriels et financiers devrait permettre :

- une baisse du LCOE comprise entre 30% et 60%, selon les technologies et les contextes nationaux ;
- une augmentation significative de la création d'emplois qualifiés ;
- une réduction durable de la dépendance aux combustibles fossiles importés ;
- l'émergence de filières industrielles régionales compétitives ;
- une contribution renforcée aux Objectifs de Développement Durable, notamment en matière d'énergie, d'industrialisation, de climat et d'emploi.

En résumé

La cartographie énergétique présentée dans cette section met en évidence un continent marqué par de profondes hétérogénéités, mais également par des complémentarités structurelles porteuses d'opportunités.

Les analyses croisées de la consommation finale d'énergie, de la demande électrique, des prix du kWh, de l'intensité énergétique et de la part des renouvelables montrent qu'il n'existe pas une Afrique énergétique homogène, mais une pluralité de trajectoires coexistant au sein d'un paysage fragmenté.

Les pôles industriels d'Afrique du Nord et australe disposent de systèmes énergétiques relativement structurés, tandis qu'une large partie de l'Afrique centrale, sahélienne et ouest-africaine demeure confrontée à une trappe énergétique freinant l'industrialisation.

Entre ces deux extrêmes, plusieurs économies en transition -notamment en Afrique de l'Est- démontrent qu'une intégration progressive des renouvelables peut constituer un socle de croissance plus résiliente.

Dans ce contexte, les corridors énergétiques identifiés forment la colonne vertébrale d'une future architecture énergétique continentale, en articulation avec les Power Pools régionaux.

La réduction durable des coûts et l'amélioration de l'accès reposent sur trois leviers indissociables, à savoir la coopération régionale, l'innovation technologique, et la montée en échelle industrielle.



Section 5

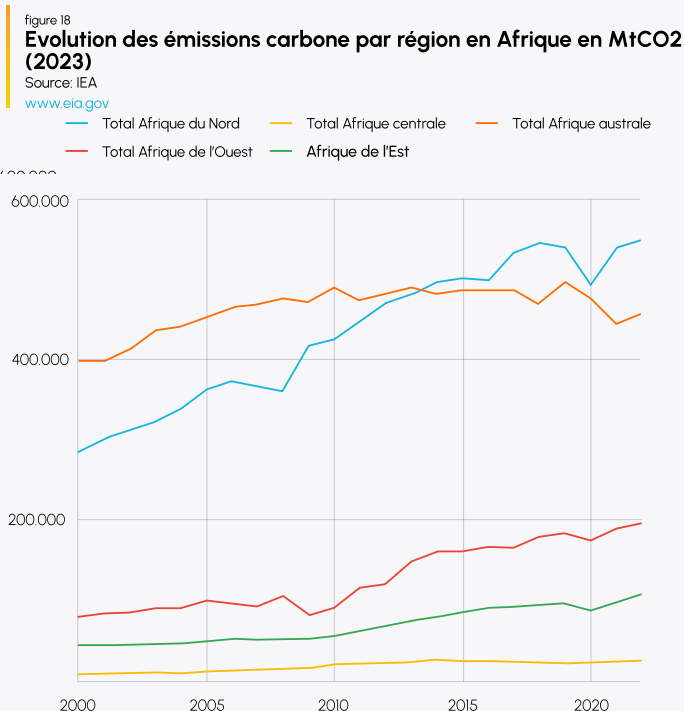
Décarbonation et transition écologique en Afrique

Le défi climatique est le nouveau levier stratégique de la Transformation Écologique et Industrielle (TEI), ouvrant la voie à une nouvelle puissance géopolitique pour le continent africain. Cette section discute des implications de la décarbonation sur les chaînes de valeur énergétiques, les nouveaux rapports de puissance, et le positionnement du continent vis-à-vis de ses partenaires. Elle met en avant les efforts pour valoriser les ressources propres du continent, notamment à travers l'hydrogène vert, tout en alertant sur les risques d'exclusion si l'Afrique reste un simple fournisseur de ressources.

- 5.1 Impacts de la transition écologique
- 5.2 Ressources énergétiques et influence géopolitique
- 5.3 Le rôle des grandes puissances et des acteurs régionaux
- 5.4 L'Afrique du Nord comme hub énergétique pour l'Europe
- 5.5 Du Green Deal au co-développement industriel

5.1 Analyse des émissions Carbone et Défis

L'analyse des émissions carbone du continent africain montrent que, malgré sa faible contribution historique, les rejets annuels de CO₂ sont en constante croissance depuis deux décennies pour atteindre 1 370 MtCO₂/an en 2023 (EIA 2024), soit environ 4 % des émissions mondiales. Ce volume est concentré de manière significative dans les pays d'Afrique du Nord (à l'exception de l'Afrique du Sud, qui demeure le principal pollueur), ce qui souligne une disparité régionale comme l'indique la Figure 18).



En croisant les pays à forte émissions de CO₂, à savoir l'Afrique du Sud, l'Égypte, l'Algérie, et Nigéria (Figure 19) avec le classement des pays à forte intensité énergétique (cf. chapitre 4), nous constatons une forte corrélation. Ceci indique que les investissements en matière de production d'électricité ne sont pas tous alignés avec les priorités de transition écologique.

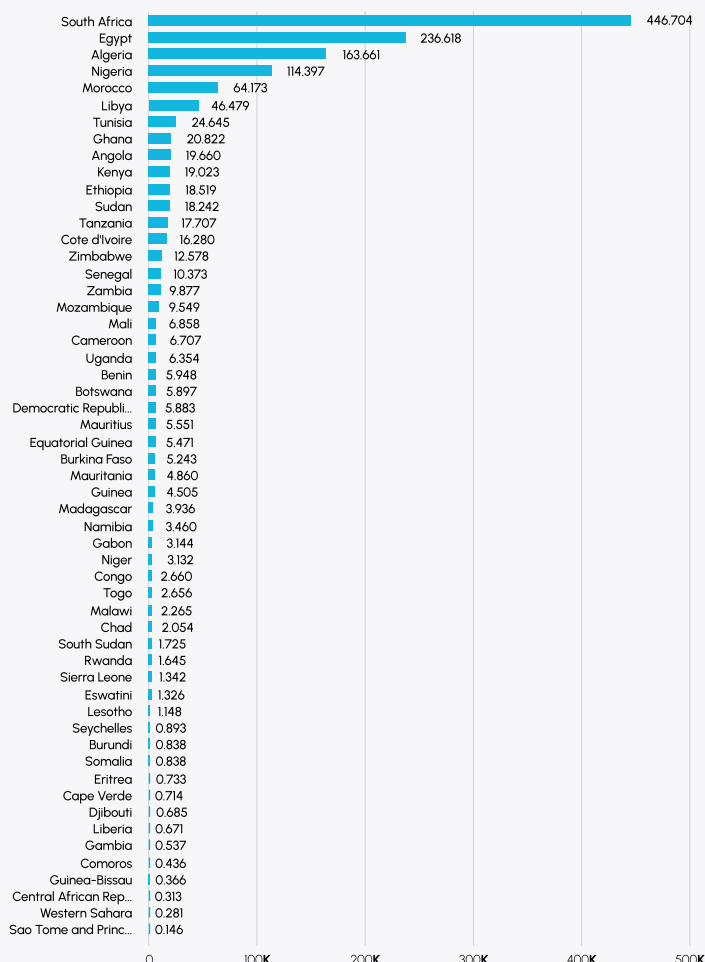
Cette réalité contraint la stratégie énergétique transfrontalière: tout investissement dans les corridors, ne doit pas amplifier, mais au contraire, viser la réduction immédiate de l'empreinte carbone du continent.

Ainsi, la transition écologique en Afrique se heurte à des défis supplémentaires. Elle ne pourra réduire durablement ses émissions qu'en s'attaquant à la racine de sa forte intensité énergétique, c'est-à-dire à la faible efficacité des usages et à la dépendance à la génération thermique.

Dès lors, la stratégie de corridors interconnectés ne peut se justifier qu'en tant que levier de transformation écologique et industrielle (TEI), agissant comme le bras armé de la transition énergétique.

figure 19
Emissions Carbone par pays en MtCO₂ (2023)

Source: IEA
www.eia.gov



5.2 La Coopération Énergétique, Nouveau Champ de Compétition Géopolitique

La transition écologique a propulsé la coopération énergétique au rang de levier stratégique majeur dans les relations internationales contemporaines. L'immense potentiel de l'Afrique attire l'attention des grandes puissances mondiales, qui mobilisent des instruments variés pour accroître leur influence sur le développement énergétique du continent.

Si ces interactions renforcent l'importance géopolitique de l'Afrique, elles posent également des défis critiques en termes de souveraineté énergétique et de dépendance technologique.

Les stratégies d'influence sont multiformes :

La Chine, via son initiative «Belt and Road», finance de vastes projets énergétiques (hydroélectriques, solaires) et déploie un agenda technologique et industriel visant à maîtriser les chaînes de valeur de l'énergie sur le continent.

L'Union Européenne place la transition énergétique au cœur de ses relations, cherchant une logique d'interdépendance sécurisée pour diversifier ses approvisionnements en énergies propres (électricité verte, hydrogène), tout en renforçant la résilience climatique africaine.

Les États-Unis, à travers des initiatives comme Power Africa ou la DFC, privilégient le développement des infrastructures et les partenariats avec le secteur privé. Leur approche reste pragmatique, orientée vers la réduction des risques d'investissement et la stabilité des marchés.

Face à cette compétition pour l'influence, le rôle des organisations régionales africaines (Union africaine, CEDEAO, SADC, etc.) est fondamental dans la coordination des politiques énergétiques. Cependant, les rivalités nationales, la fragmentation institutionnelle et les instabilités politiques limitent encore leur capacité à impulser une intégration énergétique effective.

Au-delà de la rivalité entre puissances, l'Afrique du Nord illustre comment la coopération énergétique peut devenir un instrument de co-développement équilibré, plutôt qu'un vecteur de dépendance.

5.3 Modèle de Co-développement : L'Afrique du Nord, Hub Stratégique

La proximité géographique et l'immense potentiel en énergies renouvelables (solaire, éolien, hydrogène) positionnent l'Afrique du Nord comme un maillon central de la stratégie de transition énergétique européenne. Cette région ne doit plus être perçue comme un simple fournisseur de ressources, mais comme un hub énergétique compétitif et stratégique fondé sur le co-investissement et le co-développement.

5.3.1 Le Cadre du Co-développement : De l'Aide à l'Interdépendance

L'Union Européenne a structuré son ambition autour d'un cadre de co-développement visant à sécuriser ses approvisionnements en énergie verte tout en renforçant la résilience et la capacité industrielle du voisinage Sud.

- **Principes Directeurs** : Cette stratégie est encadrée par le Pacte vert européen (Green Deal), la Stratégie énergétique extérieure de l'UE et le Nouveau Pacte pour la Méditerranée (initié par la DG MENA).

- **Logique Partenariale** : L'objectif est de passer d'une logique de crise ou d'aide à un partenariat structuré et de long terme, privilégiant l'interdépendance sécurisée et le partage équilibré de la valeur.

5.3.2 Preuves de Concept : Co-investissement et Création de Valeur

L'alignement stratégique se traduit par des réalisations concrètes qui illustrent le potentiel du co-investissement :

- **Hydrogène Vert** : Le Maroc a signé un Partenariat vert avec l'UE et a lancé l'« Offre Maroc » pour aligner sa production et son exportation d'hydrogène vert sur les besoins européens. L'Égypte a décroché un contrat H2Global (près de 400 M€) pour la fourniture d'ammoniac renouvelable à l'Europe jusqu'en 2033.

- **Interconnexion Électrique** : L'interconnexion ELMED (Tunisie-Italie) est en voie de concrétisation et offre à la Tunisie une intégration directe dans le marché européen de l'électricité verte.

Ces projets ont un impact industriel structurant. En s'intégrant dans la chaîne d'approvisionnement verte européenne, ils renforcent la compétitivité européenne tout en favorisant l'émergence de clusters industriels verts locaux (solaire, électrolyseurs, stockage) en Afrique du Nord.

5.3.3 Opportunités et Conditions d'un Succès Partagé

L'intégration de l'Afrique du Nord dans le réseau énergétique vert européen représente une voie stratégique pour la transformation économique. Cependant, le succès de ce modèle de co-développement repose sur la gestion des défis suivants :

- **Risques Normatifs** : Le Green Deal impose des exigences normatives élevées (critères carbone et durabilité) qui, sans accompagnement technique et institutionnel adapté, risquent d'exclure les pays moins préparés.

- **Partage de la Valeur** : La coopération doit absolument éviter de reproduire des logiques extractives. Un partage équilibré de la valeur, la co-innovation technologique et le renforcement des capacités locales sont les conditions sine qua non pour que cette dynamique devienne un véritable levier d'intégration régionale africaine et de transformation structurelle.

5.4 Les Corridors, Mécanisme d'Équilibrage du Bilan Carbone

Les corridors énergétiques deviennent les artères de la décarbonation africaine : ils relient les bassins de production verte aux zones à forte intensité carbone, équilibrant ainsi le bilan global du continent.

L'analyse de la transition écologique révèle un impératif double : la nécessité d'une décarbonation accélérée et la construction d'une souveraineté économique collective. Dans ce contexte,

Les corridors énergétiques transfrontaliers sont l'instrument idéal pour opérer la jonction entre ces deux objectifs.

Ils permettent, en effet, de mutualiser l'abondance d'énergies renouvelables des régions à faible émission (comme le potentiel solaire du Sahel ou l'hydroélectricité de l'Afrique Centrale) vers les zones à forte intensité carbone (comme certaines régions industrielles du Nord et du Sud).

Cette interconnexion est la clé pour réduire l'empreinte globale du continent en remplaçant la production thermique coûteuse et polluante.

En permettant cet équilibrage des bilans carbone, les corridors sont plus qu'une simple infrastructure :

Ils garantissent la sécurité énergétique des pays sans ressources fossiles en les connectant aux bassins de production verte.

Ils assurent la compétitivité de l'industrie naissante en lui fournissant une énergie bas-carbone à prix compétitif. Ainsi, la stratégie de corridors interconnectés se pose comme la condition nécessaire à une intégration régionale réussie, ancrée dans la Transformation Écologique et Industrielle (TEI), et permettant à l'Afrique de négocier avec une voix forte et coordonnée sur la scène géopolitique mondiale.

Instrumentation opérationnelle au service de la Transformation Énergétique et Industrielle (TEI)

1. Comptabilité carbone et accès aux marchés MRV (Measurement, Reporting, Verification) : mise en place d'un système conjoint UA-UE de mesure, rapportage et vérification des émissions, avec référentiels harmonisés pour l'électricité, l'hydrogène (H₂) et l'ammoniac (NH₃). → Objectif : garantir la traçabilité carbone et l'interopérabilité des registres dans le cadre de l'Article 6 de l'Accord de Paris, évitant tout double comptage.

CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) : accompagnement technique et institutionnel des exportateurs africains (acier, engrais, ciment, électricité) pour assurer la conformité carbone et maintenir la compétitivité sur le marché européen grâce à des feuilles de route sectorielles de décarbonation.

2. Financement et bancabilité des projets Blended finance et garanties : coordination du programme Global Gateway (UE) avec la Banque africaine de développement (AfDB) et AUDA-NEPAD pour structurer des plateformes de cofinancement, incluant garanties de change, de paiement et lignes de liquidité dédiées aux projets TEI.

Green windows et instruments de crédit-carbone : appui à la bancabilité via des fonds verts d'infrastructure et l'émission d'obligations vertes (green bonds) ciblant les corridors énergétiques et industriels continentaux.

3. Marchés et contrats énergétiques PPAs (Power Purchase Agreements) et wheeling transfrontalier (ATR) : contractualisation régionale de l'électricité renouvelable dans le cadre de l'AfSEM pour créer des marchés intégrés et compétitifs.

Marchés de services système : rémunération de la flexibilité et de la stabilité réseau via des mécanismes normalisés — FFR (Fast Frequency Response), FCR (Frequency Containment Reserve), aFRR/mFRR (automatic/manual Frequency Restoration Reserve) et VAr (volt-ampère réactif pour le soutien de tension). → Ces instruments favorisent la fiabilité du réseau et la valorisation de la flexibilité énergétique à l'échelle régionale.

4. Instruments de marché pour l'industrialisation verte H2Global: mécanisme d'enchères d'"off-take" sécurisant la demande et les prix pour l'hydrogène et ses dérivés (ammoniac, méthanol, e-fuels).

CFD (Contracts for Difference) : contrats à long terme garantissant un prix plancher pour les producteurs d'énergie verte ou d'acier décarboné, réduisant le risque de marché.

Fonds d'infrastructure et obligations vertes : outils de passage à l'échelle pour les investissements structurants dans les corridors énergétiques, les zones industrielles vertes et les filières locales de fabrication d'équipements.



Section 6

Intégration régionale en Afrique et coopération énergétique

L'intégration énergétique constitue l'un des piliers structurants de la Transformation Énergétique et Industrielle (TEI) du continent. Elle vise à transformer la diversité des ressources et des potentiels régionaux, hydroélectriques, solaires, éoliens, géothermiques ou gaziers, en un système interconnecté, complémentaire et compétitif, capable d'assurer la sécurité d'approvisionnement, de réduire les coûts moyens de l'électricité et de soutenir la montée en puissance industrielle africaine.

Cette section analyse les dynamiques de coopération continentale à travers les Power Pools régionaux (WAPP, SAPP, EAPP, CAPP, NAPP et NBI) et les projets d'interconnexion en cours, en montrant comment les corridors énergétiques deviennent les artères du développement intégré du continent.

La transition vers de véritables marchés régionaux de l'électricité apparaît comme une étape déterminante : elle permet non seulement de mutualiser les ressources et d'améliorer la fiabilité des réseaux, mais aussi de créer les conditions d'un marché africain de l'énergie verte, moteur d'investissement, d'industrialisation et de souveraineté économique.

- 6.1 Coopération énergétique et initiatives soutenues par l'Union Africaine
- 6.2 Les Power Pools: Un Master Plan énergétique continental à consolider
- 6.3 Faire des Corridors Énergétiques des artères de développement
- 6.4 Evolution des Power Pools en marchés de l'énergie en Afrique

6.1 Coopération énergétique et initiatives soutenues par l'Union Africaine

L'intégration énergétique régionale en Afrique constitue un pilier stratégique de la transformation du continent. Historiquement, les tentatives d'interconnexion et de mutualisation ont cherché à améliorer l'accès à l'énergie tout en renforçant l'autonomie énergétique des pays africains. Ces efforts ont longtemps été entravés par des infrastructures insuffisantes, une faible coordination interétatique, et la diversité des cadres réglementaires et des priorités nationales.

Cependant, face à la hausse rapide de la demande énergétique, à la montée des énergies renouvelables et à la nécessité de réduire les coûts de production, cette intégration est redevenue un enjeu central. Elle représente aujourd'hui une condition clé pour offrir une énergie abordable, fiable et décarbonée, indispensable à la Transformation Énergétique et Industrielle (TEI) du continent.

L'Union africaine (UA) a placé cette vision au cœur de sa stratégie à long terme à travers l'Agenda 2063, qui ambitionne de faire de l'Afrique un marché énergétique intégré et compétitif, capable de satisfaire la demande intérieure tout en devenant un exportateur d'énergie propre.

Cette ambition se traduit concrètement par des programmes structurants tels que :

le Programme pour le Développement des Infrastructures en Afrique (PIDA), coordonné par la Commission de l'Union africaine, la Banque africaine de développement (BAD) et l'AUDA-NEPAD, qui planifie et hiérarchise les projets d'interconnexion électrique et gazière à fort impact continental ;

le Plan d'action prioritaire PIDA-PAP III (2021–2030), qui identifie les corridors énergétiques comme leviers d'intégration économique, en articulant énergie, transport, TIC et industrie ;

et le marché unique africain de l'électricité (AfSEM), adopté en 2021, qui vise à harmoniser les codes réseau, libéraliser les échanges régionaux d'électricité et créer un cadre attractif pour les investissements croisés publics-privés.

Ces initiatives forment un écosystème continental cohérent, où les corridors énergétiques transfrontaliers deviennent des plateformes d'interconnexion et de co-développement.

Ils permettent de relier les zones à fort potentiel renouvelable (hydro, solaire, éolien, géothermie) aux pôles de consommation industrielle, et de transformer les asymétries énergétiques en complémentarités productives régionales.

6.2 Les Power Pools: Un Master Plan énergétique continental à consolider

Les Power Pools sont des réseaux de transport d'énergie qui relient les zones de production aux centres de consommation, souvent à travers plusieurs pays. Ils permettent de réduire les coûts d'exploitation et d'optimiser les infrastructures en mutualisant les ressources, ce qui diminue le coût moyen de l'énergie pour les consommateurs. En outre, ils facilitent l'accès à l'énergie pour des régions sous-électrifiées en Afrique, contribuant ainsi à réduire les disparités régionales. Les économies d'échelle et le commerce transfrontalier d'électricité rendent l'énergie plus abordable et accessible, tout en assurant une meilleure sécurité énergétique.



6.2.1 Présentation des Power Pools africains

North African Power Pool (NAPP)

(en cours de développement)

Région couverte: Afrique du Nord

Pays concernés: Algérie, Maroc, Tunisie, Libye, et Égypte.

Objectifs :

Interconnecter les réseaux électriques des pays du Maghreb et de l'Égypte.

Intégrer la région aux marchés énergétiques européens à travers des interconnexions, notamment via le Maroc et la Tunisie.

Particularité:

Cette région bénéficie déjà d'un fort potentiel d'interconnexion avec l'Europe grâce aux projets en cours (ex. : interconnexion Maroc-Espagne).

West African Power Pool (WAPP)

Création: 1999

Région couverte: Afrique de l'Ouest

Pays membres: 14 membres de la Communauté Économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), incluant le Nigéria, le Ghana, le Sénégal, la Côte d'Ivoire, et le Mali.

Objectifs:

Développer un marché régional de l'électricité.

Assurer un accès fiable à une électricité à moindre coût.

Renforcer les interconnexions électriques entre les pays membres.

Projet majeur:

Développer un marché régional de l'électricité. Assurer un accès fiable à une électricité à moindre coût. Renforcer les interconnexions électriques entre les pays membres.

Southern African Power Pool (SAPP)

Création: 1995

Région couverte: Afrique australe

Pays membres: 12 membres de la Communauté de Développement de l'Afrique Australe (SADC), notamment l'Afrique du Sud, le Zimbabwe, la Zambie, le Botswana, et la Namibie.

Objectifs:

Faciliter le commerce régional de l'électricité.

Optimiser les investissements dans l'infrastructure énergétique.

Améliorer la sécurité d'approvisionnement en énergie.

Particularité:

Le SAPP est le plus avancé en termes d'intégration, avec un réseau interconnecté pour la plupart de ses membres.

Projet majeur:

Le SAPP inclut des projets d'interconnexion avec des infrastructures solides comme le corridor électrique reliant l'Afrique du Sud et le Zimbabwe, permettant un commerce transfrontalier accru d'électricité et l'intégration des énergies renouvelables.

Nile Basin Initiative (NBI)
(non spécifique à un power pool, mais lié)

Région couverte: Bassin du Nil

Pays concernés: 10 pays riverains du Nil, dont l'Égypte, le Soudan, l'Éthiopie, et l'Ouganda.

Objectifs:	Résumé des principaux défis communs aux power pools:		Accès à l'électricité:
Faciliter la gestion durable des ressources hydriques.	Manque d'infrastructures: Faibles niveaux d'interconnexion entre certains pays.	Financement: Insuffisance des investissements dans les projets énergétiques.	Malgré ces initiatives, une grande partie de la population africaine reste sans accès à l'électricité.
Développer des infrastructures électriques hydrauliques partagées.	Instabilité politique: Impact sur la planification et la mise en œuvre des projets.		
Renforcer la coopération énergétique dans le bassin du Nil.			

Eastern Africa Power Pool (EAPP)

Création: 2005

Région couverte: Afrique de l'Est

Pays membres: 11 pays, dont l'Éthiopie, le Kenya, le Soudan, la Tanzanie, et le Rwanda.

Objectifs:
Promouvoir le commerce régional de l'électricité.
Intégrer davantage les énergies renouvelables, notamment l'hydroélectricité et la géothermie.
Réduire les coûts d'approvisionnement en électricité.

Projet majeur:

L'EAPP se concentre sur le développement des ressources hydroélectriques et sur le renforcement des lignes de transmission entre l'Éthiopie, le Kenya, et la Tanzanie.

Central African Power Pool (CAPP)

Création: 2003

Région couverte: Afrique centrale

Pays membres: 11 pays, incluant la République Démocratique du Congo (RDC), le Cameroun, le Gabon, et le Congo.

Objectifs:	Défis majeurs:
Exploiter les vastes ressources hydrauliques de la région, notamment en RDC.	Les faibles niveaux d'interconnexion et l'instabilité politique dans certains pays membres.
Développer les infrastructures de transport d'électricité pour connecter les pays membres.	Projet majeur: Le CAPP est en cours de développement pour relier la République démocratique du Congo, le Cameroun, et d'autres pays d'Afrique centrale, malgré des difficultés en termes de financement et de coordination.
Promouvoir les échanges transfrontaliers d'électricité.	

6.2.2 Consolider les Power Pools par des Corridors énergétiques

Corridor Nord-Sud

Relie l'Afrique du Nord, en particulier la Tunisie, à l'Europe via l'Italie. Le projet ELMED est un exemple emblématique de corridor énergétique visant à exporter de l'électricité produite en Afrique du Nord vers l'Europe tout en intégrant les réseaux nord-africains.

Projets de gazoducs

Plusieurs projets de gazoducs, comme le Nigeria-Morocco Gas Pipeline, visent à relier les ressources de gaz naturel de l'Afrique de l'Ouest aux marchés européens et nord-africains, créant des synergies pour la sécurité énergétique régionale.

6.3 Faire des Corridors Énergétiques des artères de développement

Les corridors énergétiques africains ne sont pas de simples lignes de transmission : ce sont les artères vitales du développement industriel et territorial du continent.

Ils permettent de réduire les coûts d'exploitation, d'optimiser l'usage des infrastructures existantes et de mutualiser les ressources à l'échelle régionale.

Cette intégration abaisse le coût moyen de l'électricité pour les consommateurs, améliore la fiabilité du service et élargit l'accès à l'énergie dans les zones encore sous-électrifiées, réduisant ainsi les fractures territoriales entre pays et régions.

Les corridors comme catalyseurs de compétitivité et d'intégration

En reliant les pôles de production d'électricité aux bassins de consommation, les corridors énergétiques deviennent des leviers d'industrialisation décarbonée, de création d'emplois locaux et de croissance inclusive.

Ils favorisent la structuration de marchés régionaux de l'énergie intégrés, où les échanges transfrontaliers permettent d'équilibrer l'offre et la demande, d'optimiser les investissements et de réduire les pertes techniques.

Dans cette logique, la valeur énergétique devient un bien partagé, créant les conditions d'une souveraineté collective africaine en matière d'énergie.

Intégration énergétique régionale : un levier de transformation

L'intégration par blocs régionaux constitue le socle opérationnel de la stratégie énergétique continentale. Elle repose sur quatre fonctions systémiques : mutualiser, stabiliser, verdir et industrialiser.

1. Économies d'échelle

La mutualisation des infrastructures (centrales, interconnexions, postes de conversion) et des capacités de production réduit les coûts unitaires de l'énergie.

Des projets communs -barrages hydroélectriques, fermes solaires, centrales géothermiques- permettent de répartir les investissements, d'allonger la durée d'amortissement et d'améliorer la rentabilité régionale.

À terme, cela se traduit par une baisse du coût du kWh et une meilleure bancabilité des projets transfrontaliers.

2. Partage et complémentarité des ressources

L'Afrique est un continent d'abondance énergétique... mais de distribution inégale. Certains pays disposent de ressources considérables -hydroélectricité en Éthiopie et RDC, solaire au Sahel, éolien en Afrique australe et au Maghreb- tandis que d'autres dépendent encore d'importations coûteuses de combustibles fossiles.

Les corridors énergétiques permettent de transformer cette asymétrie en synergie, en reliant les zones excédentaires aux zones déficitaires, et en créant des chaînes régionales d'énergie propre.

Exemple : le corridor Éthiopie-Kenya-Tanzanie, qui exporte l'excédent hydroélectrique éthiopien, ou le projet Inga-Cap Sud, reliant la RDC à l'Afrique australe.

3. Inclusion et équité d'accès

Les corridors ne visent pas seulement l'efficacité économique, mais aussi l'inclusion énergétique. Ils contribuent à démocratiser l'accès à une électricité fiable pour les zones rurales et enclavées, tout en stimulant l'usage productif de l'énergie (agro-industrie, PME locales, transformation des ressources naturelles).

L'énergie devient ainsi un vecteur de réduction des inégalités et un facteur de cohésion territoriale.

4. Sécurité énergétique et résilience

Les réseaux interconnectés augmentent la résilience systémique face aux chocs climatiques, géopolitiques ou techniques. Un pays en déficit ou confronté à une défaillance peut s'approvisionner temporairement auprès de ses voisins, assurant ainsi la continuité de service. Cette logique de solidarité énergétique régionale renforce la stabilité macroéconomique et réduit la dépendance aux énergies fossiles importées.

Elle s'inscrit dans la dynamique du Plan d'Action de l'Union africaine pour la sécurité énergétique (AfSEM).

Des corridors au service de la Transition Écologique et Industrielle (TEI)

Les corridors énergétiques sont des accélérateurs de la transition écologique africaine.

En favorisant l'intégration des énergies renouvelables dans les réseaux régionaux, ils réduisent les coûts d'adoption de technologies vertes et facilitent la substitution progressive du charbon et du fioul par le solaire, l'éolien et l'hydroélectrique. Ils contribuent à bâtir une infrastructure énergétique décarbonée, préalable indispensable à l'industrialisation verte et à la participation active de l'Afrique au marché mondial des produits à faible empreinte carbone.

Ainsi, les corridors énergétiques doivent être envisagés comme des structures économiques et géostratégiques, où la coopération énergétique prépare la convergence industrielle et commerciale. Ils matérialisent la vision intégrée du PIDA et de l'Agenda 2063 : transformer la disparité énergétique du continent en complémentarité productive, socle d'une Afrique souveraine, interconnectée et compétitive.

6.4 Evolution des Power Pool en marchés de l'énergie en Afrique

L'intégration énergétique du continent africain, amorcée à travers les Power Pools régionaux, connaît aujourd'hui une mutation décisive : le passage de réseaux interconnectés à de véritables marchés intégrés de l'énergie verte.

Cette transition reflète la montée en puissance d'une approche continentale fondée sur la sécurité énergétique partagée, la production décarbonée et la valorisation commerciale de l'électricité propre.

Du commerce d'interconnexion au commerce d'énergie

Selon Afreximbank (African Trade Report 2024), le commerce intra-africain atteignait 192 milliards USD en 2023, soit 15 % du commerce total du continent (contre 13,6 % en 2022). Les produits énergétiques et électriques figurent désormais parmi les catégories à plus fort potentiel intra-blocs, au même titre que la machinerie et les produits manufacturés.

La répartition régionale montre une forte polarisation :

Afrique australe	41,1 %
Afrique de l'Ouest	25,7 %
Afrique de l'Est	14,1 %
Afrique du Nord	12,4 %
Afrique centrale	6,6 %

Cette concentration géographique explique pourquoi les corridors énergétiques devraient prioritairement renforcer les blocs austral et ouest-africain, plus matures sur le plan des échanges régionaux et des interconnexions électriques.

Vers un marché africain de l'électricité

Les Power Pools constituent la première étape vers la création de marchés régionaux de l'électricité. Ces marchés doivent désormais évoluer d'une simple coordination technique (échanges bilatéraux) vers des bourses régionales de l'énergie, ouvertes à la concurrence, capables de fixer des prix transparents et de favoriser les investissements privés.

Cette évolution suppose :

- 1. Des interconnexions physiques renforcées** pour absorber les flux transfrontaliers croissants ;
- 2. Une harmonisation des régulations** (tarification, qualité, accès au réseau, contrats PPAs transfrontaliers) ;
- 3. Des plateformes de règlement et de compensation** régionales (comme le Regional Power Exchange du SAPP en Afrique australe)

4. Des cadres de gouvernance régionaux pour garantir la transparence, la sécurité et la stabilité des transactions.

Ces conditions permettront de faire émerger un marché continental de l'électricité verte, moteur de la Zone de Libre-Échange Continentale Africaine (AfCFTA).

Énergie verte et commerce intra-africain

Les données de l'OCDE (2024) et de l'UNCTAD (2024) confirment que le commerce intra-africain reste limité (13–16 % du total), en raison de barrières non tarifaires, d'infrastructures insuffisantes et d'un déficit d'intégration énergétique. L'électricité, pourtant, représente moins de 0,5 % des biens intermédiaires échangés entre pays africains, un chiffre révélateur du potentiel inexploité du secteur énergétique dans le commerce régional.

Or, l'AfCFTA peut changer la donne : ses dispositions sur la libéralisation du commerce des services énergétiques et la suppression des droits de douane sur les produits

énergétiques et miniers offrent un cadre inédit pour dynamiser les flux d'électricité verte entre blocs régionaux.

À terme, ces échanges pourraient soutenir une croissance de 109 % des exportations intra-africaines de produits manufacturés d'ici 2045, selon la Banque africaine d'import-export.

Exemples concrets d'échanges énergétiques

• **SAPP (Southern African Power Pool)**: premier marché régional opérationnel d'Afrique, mobilisant 1,3 milliard USD pour renforcer ses interconnexions régionales (Afrique du Sud–Namibie–Zambie–Mozambique).

→ Des échanges journaliers atteignant jusqu'à 1 500 MW circulent déjà via des contrats PPAs régionaux.

• **EAPP (Eastern Africa Power Pool)**: mise en service de la ligne HVDC Éthiopie–Kenya (2 000 MW), véritable modèle d'exportation d'électricité verte (hydroélectrique) à destination des pays voisins.

• **WAPP (West African Power Pool)**: déploiement d'interconnexions Ghana–Côte d'Ivoire–Togo–Bénin–Nigéria pour former un marché régional unifié de l'électricité, soutenu par la CEDEAO.

• **Mauritanie–Sénégal–Mali**: premiers corridors électriques bilatéraux permettant l'alimentation croisée de zones industrielles et minières à forte demande.

Ces projets démontrent qu'un commerce structuré de l'électricité verte est non seulement possible, mais déjà amorcé, bien qu'encore marginal en volume.

De l'intégration technique à la convergence économique

L'évolution des Power Pools vers des marchés intégrés de l'énergie doit s'accompagner d'une vision continentale du marché électrique africain, un African Power Market (AfPM) sous la coordination de l'Union africaine et de l'African Single Electricity Market (AfSEM).

Ce cadre vise à :

- établir une bourse continentale de l'électricité (similaire au modèle européen ENTSO-E).
- garantir la traçabilité carbone des flux électriques (certificats d'origine et comptabilité MRV – Mesure, Rapportage, Vérification).
- attirer les investissements privés et institutionnels via des mécanismes de blended finance (AfDB, Afreximbank, Global Gateway, etc.).
- promouvoir les corridors verts connectant la production renouvelable aux zones industrielles régionales.

Un marché africain de l'électricité verte : clé de la TEI

L'essor d'un marché intégré de l'électricité verte permettrait à l'Afrique de :

- **abaisser les coûts de l'énergie** via la concurrence et les économies d'échelle.
- **stimuler la décarbonation industrielle** (acier vert, hydrogène, engrais, mobilité électrique).
- **monétiser son potentiel renouvelable** à travers l'export d'électrons ou de molécules vertes (H₂, NH₃).
- et surtout, **renforcer son autonomie stratégique** dans la transition mondiale.

Ainsi, les Power Pools deviennent le socle d'une intégration économique durable, où l'énergie propre circule comme une devise régionale de développement, véritable colonne vertébrale de la Transformation Énergétique et Industrielle de l'Afrique.



TIMAB TUNISIE

SPECIALISE DANS LA PRODUCTION DE
PHOSPHATES ALIMENTAIRES

REFERENCE MONDIALE DE LA NUTRITION ANIMALE



CERTIFIE
ISO 9001 ET
FCA

MEMBRE DU
PACTE MONDIAL
DES NATIONS
UNIS



CERTIFIE 14001

MANAGEMENT
ENVIRON-
NEMENTAL



CERTIFIE 45001

MANAGEMENT
DE LA SANTE ET
DE LA SECURITE
AU TRAVAIL



LABORATOIRE
ET CONTROLE
QUALITE

Section 7

Synthèse et Recommandations

- 7.1 Les points saillants de l'étude
- 7.2 Une Théorie du Changement fondée sur trois ruptures systémiques
- 7.3 Des corridors énergétiques comme catalyseurs d'une transition juste et souveraine
- 7.4 Recommandations pour une transformation énergétique et industrielle inclusive et durable

7.1 Les points saillants de l'étude

L'Afrique possède un potentiel énergétique

exceptionnel : ses ressources fossiles (pétrole, gaz, charbon) et renouvelables (solaire, éolien, hydraulique, géothermie) sont parmi les plus abondantes au monde. À titre d'exemple, le potentiel solaire africain est estimé à plus de 60 000 TWh/an, soit vingt fois la consommation électrique annuelle de l'Union européenne.

Pourtant, ce potentiel reste largement sous-exploité : en 2022, la production nette d'électricité renouvelable du continent n'a atteint que 180 TWh, dont 60 % proviennent de l'hydroélectricité, alors que le solaire et l'éolien restent marginaux dans la plupart des pays.

Cette abondance contraste avec la réalité de l'accès à l'énergie : près de 600 millions d'Africains n'ont toujours pas accès à une électricité fiable, et les coûts énergétiques figurent parmi les plus élevés au monde. Par exemple, le prix moyen du kWh pour les ménages dépasse 0,20 USD dans de nombreux pays d'Afrique subsaharienne, contre moins de 0,10 USD en Égypte ou au Maroc. Cette situation s'explique par la faiblesse des infrastructures, les pertes techniques élevées (jusqu'à 30 % dans certains réseaux), et la fragmentation des marchés nationaux.

La transition énergétique représente une opportunité majeure pour inverser cette dynamique. D'une part, la demande mondiale en énergie propre, notamment de la part de l'Europe en quête de diversification post-crise ukrainienne, place l'Afrique au cœur des nouveaux flux énergétiques mondiaux.

D'autre part, l'intégration régionale et la mutualisation des ressources via les Power Pools (WAPP, SAPP, EAPP, CAPP) permettent d'envisager des économies d'échelle substantielles : selon les estimations, l'intégration des marchés régionaux pourrait réduire les coûts de production de 10 à 20 % et améliorer la sécurité d'approvisionnement.

Le développement de places de marché régionales interconnectées, adossées à des corridors énergétiques intelligents, est donc un levier stratégique.

Par exemple, le projet ELMED (interconnexion Tunisie-Italie) vise à exporter jusqu'à 600 MW d'électricité verte vers l'Europe, tout en renforçant la stabilité du réseau nord-africain. De même, le Nigeria-Morocco Gas Pipeline, long de 5 600 km, ambitionne de relier les ressources gazières ouest-africaines aux marchés européens, tout en desservant 13 pays africains. L'activation du nexus Eau-Énergie-Alimentation est également cruciale.

L'Afrique concentre 60 % des terres arables non cultivées du monde, mais reste dépendante des importations alimentaires.

L'accès à une énergie fiable et abordable est un prérequis pour l'irrigation, la transformation agroalimentaire et la sécurité hydrique. Les investissements dans des infrastructures intégrées (barrages multifonctionnels, réseaux d'irrigation solaire, stations de pompage hybrides) peuvent générer des co-bénéfices majeurs : souveraineté alimentaire, autosuffisance en eau, réduction de l'empreinte carbone et inclusion énergétique.

Enfin, la valorisation des ressources naturelles africaines, couplée à une gouvernance régionale renforcée, peut transformer le continent en acteur central de la transition énergétique mondiale.

L'Afrique du Nord, par exemple, ambitionne de produire plus de 40 % de son électricité à partir de sources renouvelables d'ici 2030, tandis que des pays comme le Maroc, l'Égypte ou la Namibie investissent massivement dans l'hydrogène vert, avec des capacités de production projetées à plusieurs centaines de milliers de tonnes par an à l'horizon 2035.

7.2 Une Théorie du Changement fondée sur trois ruptures systémiques

Face aux blocages structurels qui freinent la transformation énergétique du continent, une simple approche sectorielle ou linéaire ne suffit plus. L'Afrique a besoin d'un véritable changement de paradigme, capable de catalyser des dynamiques convergentes dans les domaines technologique, infrastructurel et institutionnel. C'est dans cette perspective que le présent rapport propose une Théorie du Changement articulée autour d'une triple rupture systémique, à même de repositionner le continent au cœur de la transition énergétique mondiale.

1. Rupture technologique

catalyser l'innovation et produire localement

La première rupture nécessaire est technologique. Il s'agit d'accélérer l'adoption de technologies de pointe adaptées aux contextes africains, tout en stimulant la création d'une base industrielle locale dans les domaines clés :

- * Production d'équipements photovoltaïques et éoliens
- * Systèmes de stockage d'énergie (batteries, hydrogène vert)
- * Mini-réseaux intelligents (smart grids décentralisés)
- * Valorisation thermique (technologie ThermoVoltaïque)

* Numérisation des flux énergétiques (IoT, data science, maintenance prédictive)

L'objectif est double : réduire les coûts de production par l'innovation et favoriser l'émergence de champions régionaux dans les chaînes de valeur vertes. Cela implique un écosystème de recherche, de transfert de technologie et de soutien à l'entrepreneuriat énergétique.

2. Rupture infrastructurelle

construire des corridors énergétiques intelligents

La deuxième rupture est infrastructurelle. Il s'agit de passer d'une logique de projets isolés à une vision systémique des infrastructures énergétiques à travers la mise en place de corridors interconnectés, multimodaux et intelligents. Ceux-ci doivent intégrer :

- * Production centralisée et décentralisée (centrales, mini-réseaux)
- * Stockage (stations de pompage, batteries, hydrogène)
- * Interconnexions transfrontalières (power pools, pipelines, data grids)
- * Distribution vers des zones industrielles, agricoles et urbaines

L'objectif est de créer des marchés régionaux de l'énergie, avec des bénéfices mutuels en termes de réduction des coûts, de sécurité d'approvisionnement et d'industrialisation verte.

3. Rupture institutionnelle

vers une gouvernance continentale de l'énergie

La troisième rupture est institutionnelle. Elle suppose une transformation en profondeur de la manière dont l'énergie est planifiée, régulée, financée et gouvernée en Afrique. Les axes clés incluent :

- * Un renforcement des capacités de planification à long terme
- * Une harmonisation des cadres réglementaires à l'échelle régionale
- * Une mobilisation de financements innovants (blended finance, green bonds, garanties mutualisées)
- * Une participation accrue des collectivités locales et du secteur privé
- * Des données partagées pour une planification fondée sur les preuves

Cette rupture vise à éviter la fragmentation des efforts, aligner les visions nationales avec les objectifs régionaux, et créer une « **architecture énergétique continentale** » cohérente et inclusive.

Ensemble, ces trois ruptures décrivent une trajectoire de transformation énergétique pour l'Afrique qui ne se limite pas à la production d'électricité, mais intègre la question de l'accès, de la création de valeur locale, de la compétitivité industrielle et de la coopération régionale. Il s'agit de faire de l'énergie un vecteur d'intégration, de souveraineté et d'émancipation, à travers une véritable politique panafricaine structurée autour des corridors énergétiques intelligents.

7.3 Des corridors énergétiques comme catalyseurs d'une transition juste et souveraine

La mise en œuvre coordonnée des trois ruptures identifiées dans la Théorie du Changement permet de faire des corridors énergétiques de véritables catalyseurs d'un développement à la fois durable, inclusif et géopolitiquement affirmé. Trois fonctions stratégiques émergent.

1. Des instruments de souveraineté énergétique

Les corridors permettent aux États africains de s'affranchir de la dépendance chronique aux importations de combustibles fossiles et de technologies exogènes. En intégrant des infrastructures de production renouvelable, de stockage et de distribution, ils assurent la sécurité d'approvisionnement et favorisent l'autonomie stratégique des régions. Par exemple, le corridor solaire sahélien combiné à des unités de stockage thermovoltaïque et des électrolyseurs pour l'hydrogène permettrait de stabiliser les réseaux électriques tout en répondant à la demande locale et aux opportunités d'exportation.

2. Des leviers de convergence écologique

Les corridors énergétiques ne sont pas uniquement des infrastructures techniques ; ils sont aussi des instruments politiques de construction d'une économie verte. En connectant plusieurs pays autour d'un projet énergétique partagé, ils renforcent l'interdépendance positive, la mutualisation des ressources et l'harmonisation des cadres de régulation. Les Power Pools africains en sont l'illustration : ils permettent de valoriser les complémentarités régionales, comme l'hydroélectricité en Afrique centrale, le solaire au Sahel ou le gaz naturel en Afrique australe.

3. Des accélérateurs de transformation productive

Les corridors doivent alimenter prioritairement les usages à forte valeur ajoutée : zones industrielles, plateformes logistiques, pôles agricoles, services numériques. Ils deviennent alors des catalyseurs d'industrialisation verte, en réduisant les coûts de production, en facilitant l'émergence de chaînes de valeur locales et en stimulant l'innovation.

Cela suppose de concevoir les corridors non comme de simples infrastructures de transit, mais comme des vecteurs de structuration économique des territoires qu'ils traversent.

En combinant ces trois fonctions, les corridors énergétiques africains peuvent enclencher un cercle vertueux : une meilleure accessibilité énergétique stimule la productivité, renforce la résilience des communautés, attire les investissements, et ancre le continent dans les chaînes de valeur mondiales de l'économie verte.

7.4 Recommandations pour une transformation énergétique et industrielle inclusive et durable

L'Afrique a les moyens de devenir un pilier de la transition énergétique mondiale, à condition de surmonter les défis structurels et de saisir les opportunités offertes par l'intégration régionale, l'innovation et la coopération internationale. Les choix stratégiques des prochaines années seront déterminants pour assurer un développement inclusif, durable et souverain du continent. Voici quelques recommandations à prendre comme base d'un dialogue élargi à l'ensemble des décideurs africains :

Renforcer l'intégration régionale par les corridors énergétiques :

- Harmoniser les cadres réglementaires au sein des Power Pools et créer des incitations régionales à l'investissement.
- Prioriser les projets ayant un fort potentiel d'interconnexion et d'équilibre des charges entre pays.

Investir massivement dans les infrastructures et l'innovation :

- Cibler les investissements sur la modernisation des réseaux, les capacités de stockage, les énergies renouvelables et les smart grids.
- Développer des programmes d'innovation et d'expérimentation technologique à l'échelle continentale.

Mobiliser des financements innovants et le secteur privé :

- Créer des véhicules de financement mixtes (blended finance) à l'échelle régionale, avec la participation des banques africaines et des fonds de pension.
- Promouvoir les obligations vertes souveraines et les garanties régionales mutualisées.

Construire des compétences et un contenu local

- Soutenir la formation technique, la recherche appliquée et les centres d'innovation régionaux.
- Créer des partenariats industriels pour développer des filières locales (panneaux solaires, électrolyseurs, batteries, etc.).

Garantir un accès équitable à l'énergie :

- Mettre en place des mécanismes de tarification différenciée et des subventions ciblées pour les zones rurales et les populations vulnérables.
- Favoriser l'électrification décentralisée via des mini-grids et des solutions hors réseau.

Activer le Nexus Eau-Énergie-Alimentation dans les politiques de développement :

- Intégrer les corridors hydrauliques et agricoles dans la planification énergétique régionale.
- Encourager les projets multifonctionnels (irrigation solaire, agrovoltaïsme, pompage hybride).

Aligner la coopération internationale sur les priorités africaines

- Aligner les initiatives internationales sur les priorités africaines en matière de souveraineté énergétique et d'inclusion.
- Valoriser le rôle de l'Afrique comme fournisseur stratégique d'énergie propre, tout en sécurisant les transferts de technologies et les conditions de financement adaptées.

In fine, les corridors énergétiques africains représentent plus qu'un maillage technique : ils incarnent une vision politique et économique du continent, celle d'une Afrique productive, interconnectée et souveraine. Ils traduisent la maturité d'un projet continental qui relie la transition écologique à la transformation industrielle.

L'enjeu n'est plus de produire plus d'énergie, mais de produire mieux, ensemble, pour que l'Afrique éclaire durablement sa propre trajectoire de développement.



Section 8

Annexes

Monographies énergétiques pays



Algeria

Northern Africa

Land Area
2381 741 km²
(Rank in Africa: 1)

Population (2025)
47 435 312
(Rank in Africa: 10)

Energy Demand

2023
71.943 MMtoe
Total energy consumption

2023
0.003 Mt
Coal consumption

2023
150.285 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
54.125 bcm
Natural gas consumption

2023
85.687 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
504 940.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
104.896 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
4.789 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
97.201 billion kWh
electricity net generation

2023
95.390 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.911 billion kWh
renewable electricity net generation

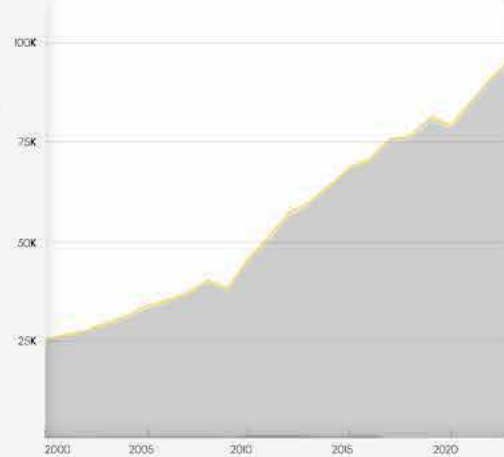
2023
100.00 %
Access to electricity (% of population)

2023
0.94 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Natural gas prices for households
0.003 USD / kWh
Dec 2024

Natural gas prices for business
0.004 USD / kWh
Dec 2024

LPG prices
0.069 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
0.223 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
0.354 USD / Liter



Electricity prices for households
0.041 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.036 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Angola Central Africa

Land Area
1246 700 Km²
Rank in Africa: 7

Population (2025)
39 040 039
Rank in Africa: 11

Energy Demand

2023
8.470 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
41.884 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
1.257 bcm
Natural gas consumption

2023
16.214 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Million Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
426 377.65 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
17.939 billion kWh
electricity net generation

2023
5.984 bcm
Natural Gas production

2023
4.228 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
13.711 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
51.10 %
Access to electricity (% of population)

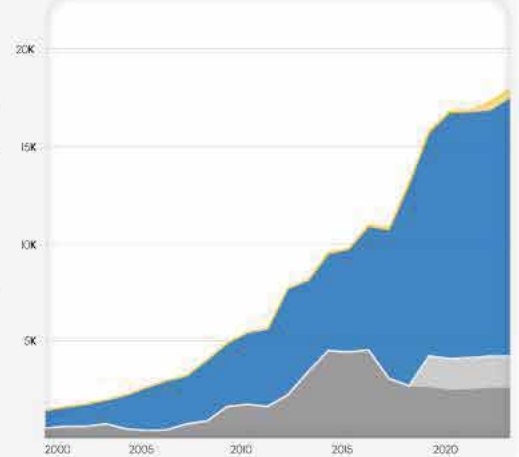
2023
1.391 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
76.43 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

LPG prices
0.109 USD / Liter
Aug 2023

Diesel prices
0.285 USD / Liter
Aug 2023

Gasoline prices
0.327 USD / Liter
Aug 2023



Electricity prices for business
0.011 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households
0.013 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Benin Western Africa

Land Area
114 763 Km²
Rank in Africa: 39

Population (2025)
14 814 460
Rank in Africa: 28

Energy Demand

2023
2.301 MMToe
Total energy consumption

2023
0.175 Mt
Coal consumption

2023
13.538 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.158 bcm
Natural gas consumption

2023
1.459 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
1.001 billion kWh
electricity net generation

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.968 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.033 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
57.00 %
Access to electricity (% of population)

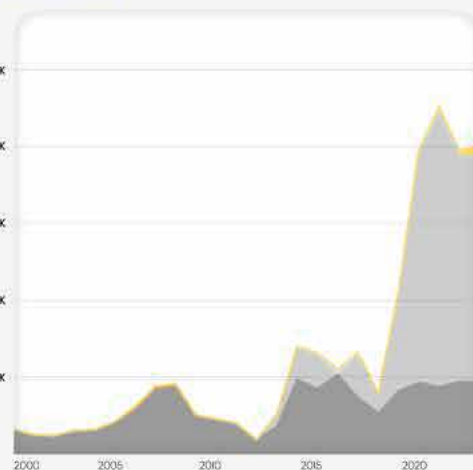
2023
1.391 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
3.30 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Diesel prices

1.169 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices

1.230 USD / Liter



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Botswana

Southern Africa

Land Area
581 730 Km²
Rank in Africa: 23

Population (2025)
2 562 122
Rank in Africa: 44

Energy Demand

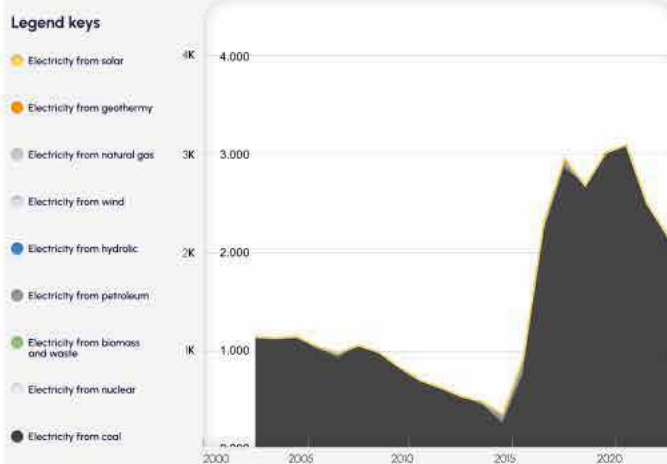
2023 2.028 MMToe Total energy consumption	2023 1.361 Mt Coal consumption
2023 7.533 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 3.879 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units:
Bcm Billion Cubic Meters
 10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³
Mb Million Barrels
 1 000 barrels
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent
 10⁶ boes = 1 000 000 boes
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent
 10⁶ toes of oil = 1 000 000 toes of oil equivalent
Mt Million Tonnes
 10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units
 10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu
TWh Terawatt-hour
 10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
1 tonne equivalent petrole (tep)
 39 683 000 BTU
 1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 2.584 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 2.578 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 2.240 quad Btu Nuclear energy production	2023 13.711 billion kWh renewable electricity net generation
2023 2.240 Mt Coal production	2023 0.006 % Access to electricity (% of population)
2023 1.391 BTU/GDP Energy Intensity	2023 0.23 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Gasoline prices
1.095 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.098 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.094 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.112 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABCI



Burkina Faso Western Africa

Land Area
270 764 Km²
Rank in Africa: 30

Population (2023)
24 074 580
Rank in Africa: 20

Energy Demand

2023 2.020 MMTpe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.000 Mt <small>Coal consumption</small>	2023 12.636 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>	2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 3.096 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>
---	--	--	--	--	--

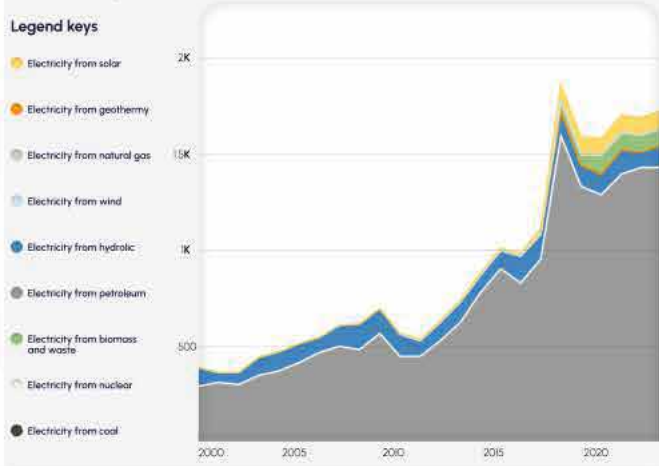
Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (1 m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 Barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (1 barrel = 1 590 000 BTU)
MMTpe Million tonnes of Oil Equivalent (1 tonne of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)

Mt Million Tonnes (1 metric ton = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (1 TWh = 1 000 000 000 000 kWh)
1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 1.732 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 2.240 Mt <small>Coal production</small>	2023 1.576 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 0.297 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>	2023 1.435 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 21.70 % <small>Access to electricity (% of population)</small>	2023 17.13 % <small>Renewable Electricity</small>		

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.095 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.504 USD / Liter



Electricity prices for households
0.218 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.232 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Burundi East Africa

Land Area
27 834 Km²
(Rank in Africa: 46)

Population (2025)
14 390 003
(Rank in Africa: 30)

Energy Demand

2023
0.326 MMToe
Total energy consumption

2023
0.001 Mt
Coal consumption

2023
1.963 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
0.444 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
2.240 Mt
Coal production

2023
1.357 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.384 billion kWh
electricity net generation

2023
0.120 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.264 billion kWh
renewable electricity net generation

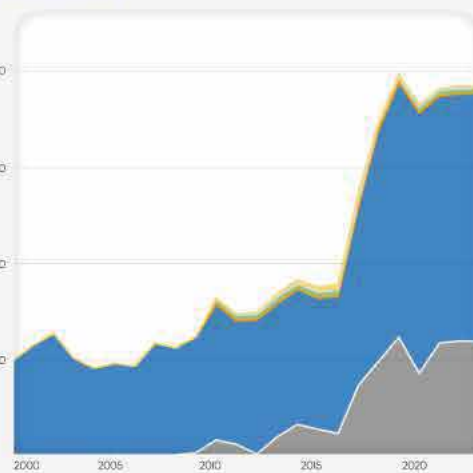
2023
11.60 %
Access to electricity (% of population)

2023
68.75 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Gasoline prices

1.356 USD / Liter
Jan 2025

Diesel prices

1.405 USD / Liter
Jan 2025



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Cameroon Central Africa

Land Area
466 050 Km²
(Rank in Africa: 24)

Population (2025)
29 879 337
(Rank in Africa: 17)

Energy Demand

2023 3.054 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 14.274 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.540 bcm Natural gas consumption	2023 6.161 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

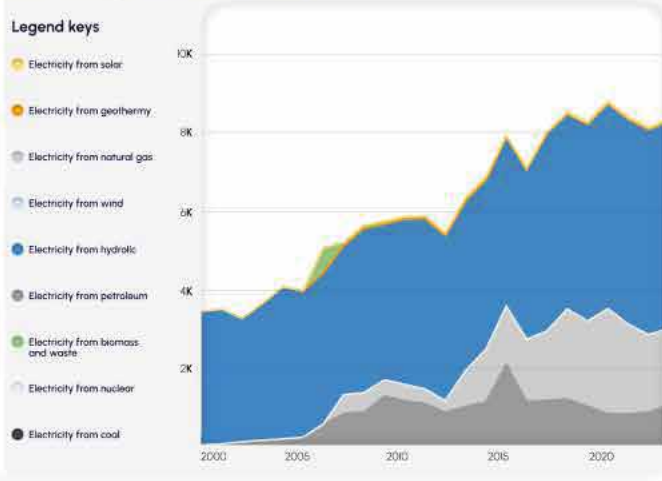
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 22 508.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 8.339 billion kWh electricity net generation
2023 2.356 bcm Natural Gas production	2023 3.011 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 5.329 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 72.00 % Access to electricity (% of population)
2023 1.157 BTU/GDP Energy Intensity	2023 63.90 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.366 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.486 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.088 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.187 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Cape Verde Western Africa

Land Area
4 033 Km²
Rank in Africa: 81

Population (2025)
527 326
Rank in Africa: 54

Energy Demand

2023 0.263 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 1.715 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.400 billion kWh Electricity Net Consumption

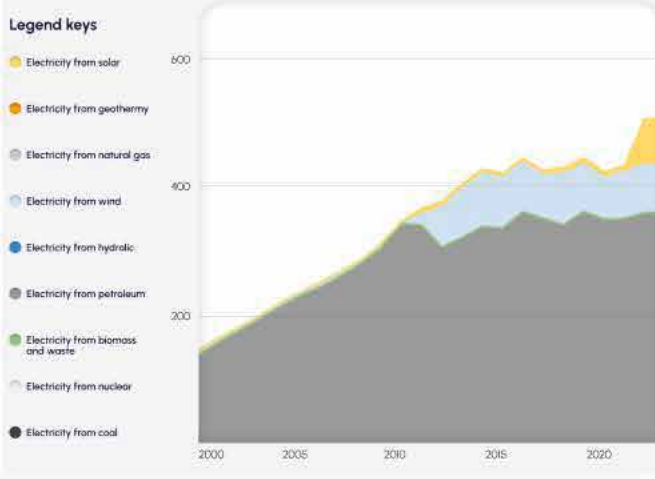
Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³
Mb Thousand Barrels
1 000 barrels
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels
MMToe Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu
TWh Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.506 billion kWh electricity net generation
2023 0 bcm Natural Gas production	2023 0.360 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.146 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 98.60 % Access to electricity (% of population)
2023 BTU/GDP Energy Intensity	2023 28.85 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.124 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.383 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for business
0.214 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for households
0.392 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Central African Republic

Central Africa

Land Area
622 436 km²
Rank in Africa: 20

Population (2025)
5 513 282
Rank in Africa: 38

Energy Demand

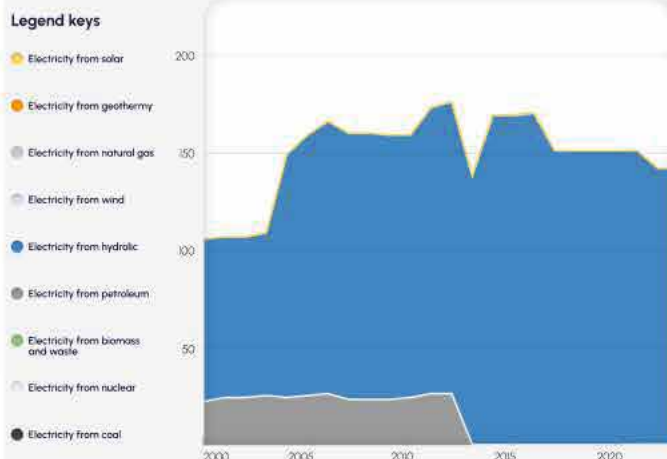
2023 0.124 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 0.764 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.132 billion kWh Electricity Net Consumption

Bcm Billion Cubic Meters 10 ⁹ m ³ = 1 000 000 000 m ³	Mt Million Tonnes 10 ⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Mb Million Barrels 1 000 barrels	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units 10 ¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent 10 ⁶ barrels = 1 000 000 barrels	TWh Terawatt-hour 10 ¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
MMtoe Million Tonnes of Oil Equivalent 10 ⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent	1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU 1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.142 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.001 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.141 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 17.60 % Access to electricity (% of population)
2023 1.079 BTU/GDP Energy Intensity	2023 99.22 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Chad

Central Africa

Land Area
1284 000 Km²
Rank in Africa: 5

Population (2021)
21 003 705
Rank in Africa: 23

Energy Demand

2023 0.731 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 4.979 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.282 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 Litre
Mb Thousand Barrels
1000 barrels
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu
TWh Terawatt-hour
10¹² watt-hour = 1 000 000 000 Wh
1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1055 joules

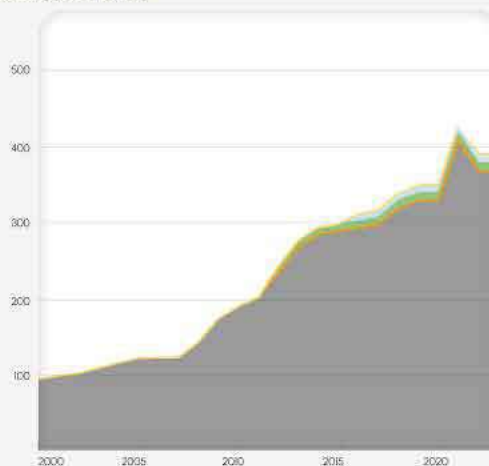
Energy Supply

2024 46 575.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.391 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.369 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.022 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 12.00 % Access to electricity (% of population)
2023 0.735 BTU/GDP Energy Intensity	2023 5.66 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Comoros East Africa

Land Area
1 861 Km²
(Rank in Africa: 52)

Population (2025)
882 847
(Rank in Africa: 51)

Energy Demand

2023
0.153 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
1.047 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
0.113 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb

Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe

Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe

Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt

Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu

Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh

Tera-watt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)

39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
2.171 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.135 billion kWh
electricity net generation

2023
0.135 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.022 billion kWh
renewable electricity net generation

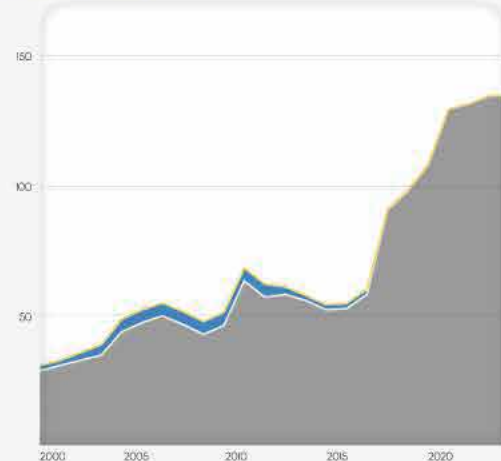
2023
89.80 %
Access to electricity (% of population)

2023
0.00 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Congo

Central Africa

Land Area
342 000 Km²
(Rank in Africa: 27)

Population (2025)
6 484 437
(Rank in Africa: 36)

Energy Demand

2023
1.145 MMToe
Total energy consumption

2023
4.493 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.429 bcm
Natural gas consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
93 375.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.425 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
BTU/GDP
Energy Intensity

2023
5.168 billion kWh
electricity net generation

2023
4.104 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
1.064 billion kWh
renewable electricity net generation

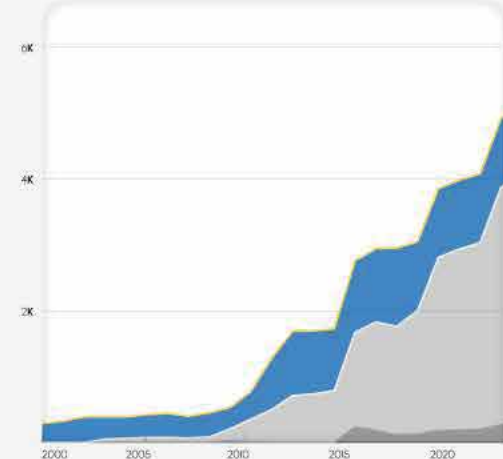
2023
51.30 %
Access to electricity (% of population)

2023
20.59 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Cote d'Ivoire Western Africa

Land Area
N/A Km²
Rank in Africa: N/A

Population (2025)
N/A
Rank in Africa: N/A

Energy Demand

2023
6.667 MMtoe
Total energy consumption

2023
28.863 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
2.389 bcm
Natural gas consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1,000,000,000 m³

Mb

Thousand Barrels
1,000 barrels

Mboe

Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1,000,000 barrels

MMtoe

Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1,000,000 tons of oil equivalent

Mt

Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1,000,000 tons

Quad Btu

Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1,000,000,000,000,000 Btu

TWh

Tera-watt-hour
10¹² watt-hours = 1,000,000,000,000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)

39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
14 781.82 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
2.474 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
1.588 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
11.132 billion kWh
electricity net generation

2023
7.672 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
3.460 billion kWh
renewable electricity net generation

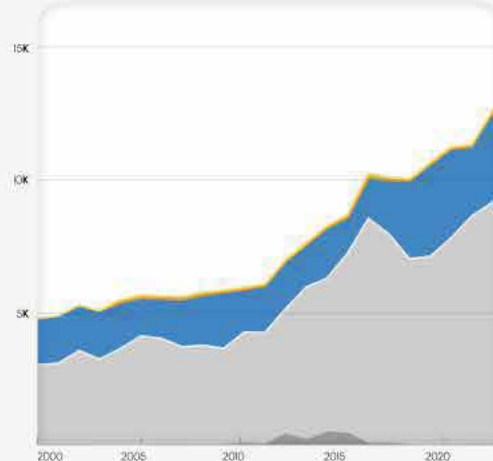
2023
72.40 %
Access to electricity (% of population)

2023
31.08 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



Electricity prices for households

0.141 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for business

0.251 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Democratic Republic of Congo Central Africa

Land Area
2345 000 Km²
Rank in Africa: 2

Population (2025)
112 832 473
Rank in Africa: 4

Energy Demand

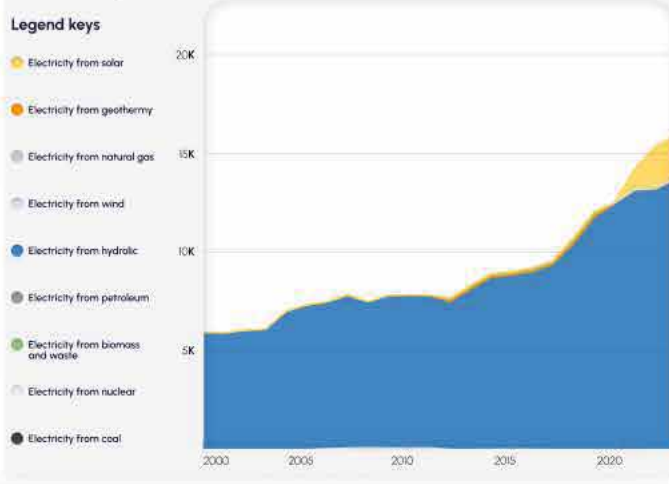
2023 3.479 MMToe Total energy consumption	2023 0.263 Mt Coal consumption
2023 12.308 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 16.069 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units:
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 6 222.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 15.900 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.004 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 15.896 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 22.10 % Access to electricity (% of population)
2023 0.000 BTU/GDP Energy Intensity	2023 99.97 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



Electricity prices for households
0.057 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for business
0.067 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Djibouti East Africa

Land Area
23 000 km²
Rank in Africa: 48

Population (2025)
1 184 076
Rank in Africa: 50

Energy Demand

2023 0.303 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.000 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 1.663 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 0.585 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Bcm Billion Cubic Meters <small>10⁹ m³ = 1 000 000 000 L/m³</small>	Mt Million Tonnes <small>10⁶ metric tons = 1 000 000 tons</small>
Mb Thousand Barrels <small>1000 barrels</small>	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units <small>10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu</small>
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent <small>10⁶ barrels = 1 000 000 barrels</small>	TWh Terawatt-hour <small>10¹² watt-hour = 1 000 000 000 Wh</small>
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent <small>10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent</small>	1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU <small>1 BTU = 1 055 joules</small>

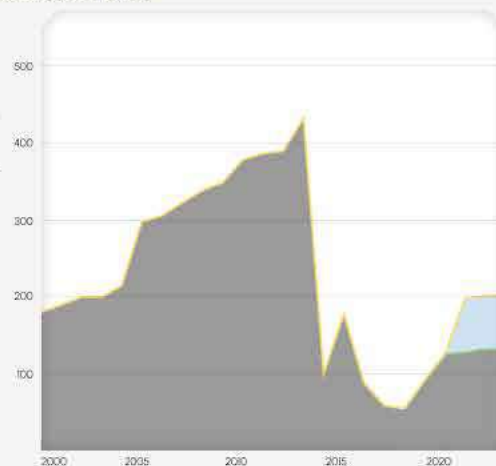
Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 0.202 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.132 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 0.070 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 65.20 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 1.847 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 34.70 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Egypt

Northern Africa

Land Area
996 603 Km²
(Rank in Africa: 12)

Population (2025)
118 365 995
(Rank in Africa: 3)

Energy Demand

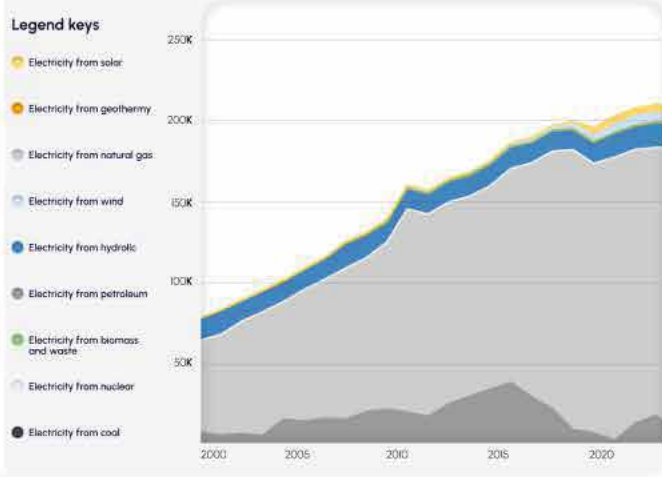
2023 100.946 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 3.119 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 289.481 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 59.284 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 162.026 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (1 m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (1 barrels = 1 000 000 barrels)
MMToe Million tonnes of Oil Equivalent (1 tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (1st metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (1st Btu = 1 000 000 000 000 000 BTU)
TWh Terawatt-hour (1st watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
Tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 234 205.47 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 209.294 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 57.181 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 183.926 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 25.368 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 100.00 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 2.739 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 12.12 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Natural gas prices for households
0.009 USD / kWh
Dec. 2024

Diesel prices
0.320 USD / Liter
Aug. 2025

Gasoline prices
0.392 USD / Liter



Electricity prices for households
0.022 USD / kWh
Dec. 2024

Electricity prices for business
0.040 USD / kWh
Dec. 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Equatorial Guinea Central Africa

Land Area
28 052 Km²
Rank in Africa: 45

Population (2025)
1 938 431
Rank in Africa: 47

Energy Demand

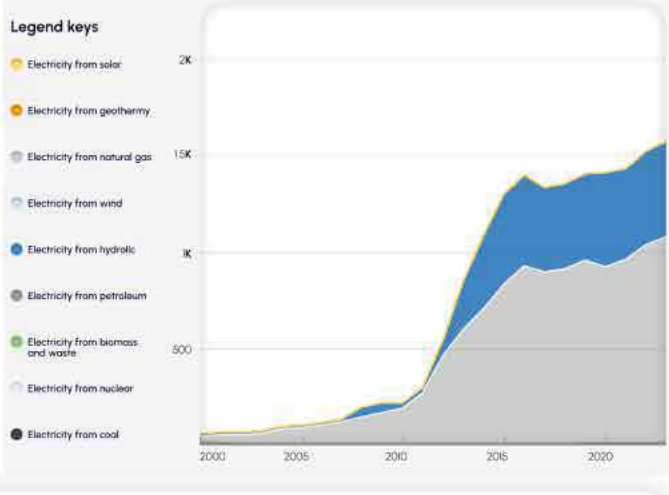
2023 2.538 MMToe Total energy consumption	2023 3.119 Mt Coal consumption
2023 2.205 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 2.356 bcm Natural gas consumption	2023 1.402 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm: Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb: Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMToe: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt: Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh: Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep): 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 34 975.94 Mb Crude oil including lease condensate	2023 1.573 billion kWh electricity net generation
2023 6.013 bcm Natural Gas production	2023 1.079 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.494 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 66.90 % Access to electricity (% of population)
2023 4.309 BTU/GDP Energy Intensity	2023 31.42 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Eritrea

East Africa

Land Area
121 100 Km²
Rank in Africa: 37

Population (2025)
3 607 003
Rank in Africa: 40

Energy Demand

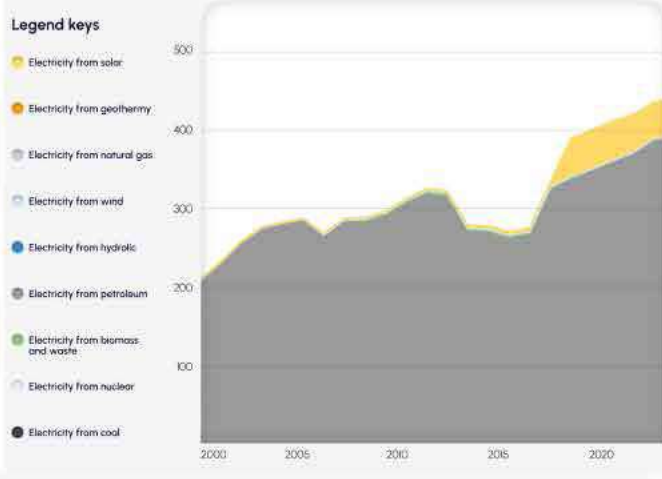
2023 0.260 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 1.753 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quads Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.389 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units	Mt Million Tonnes 10 ⁶ metric tons = 1,000,000 tons
Bcm Billion Cubic Meters 10 ⁹ m ³ = 1,000,000,000 m ³	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units 10 ¹⁵ Btu = 1,000,000,000,000,000 Btu
Mb Thousand Barrels 1,000 barrels	TWh Terawatt-hour 10 ¹² watt-hours = 1,000,000,000 Wh
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent 10 ⁶ barrels = 1,000,000 barrels	1 tonne equivalent pétrole (tep) 39,683,000 BTU 1 BTU = 1,055 joules
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent 10 ⁶ tons of oil = 1,000,000 tons of oil equivalent	

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.441 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.393 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quads Btu Nuclear energy production	2023 0.048 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 54.40 % Access to electricity (% of population)
2023 1.574 BTU/GDP Energy Intensity	2023 10.90 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Eswatini

Southern Africa

Land Area
17 364 Km²
Rank in Africa: 49th

Population (2025)
1 256 174
Rank in Africa: 49th

Energy Demand

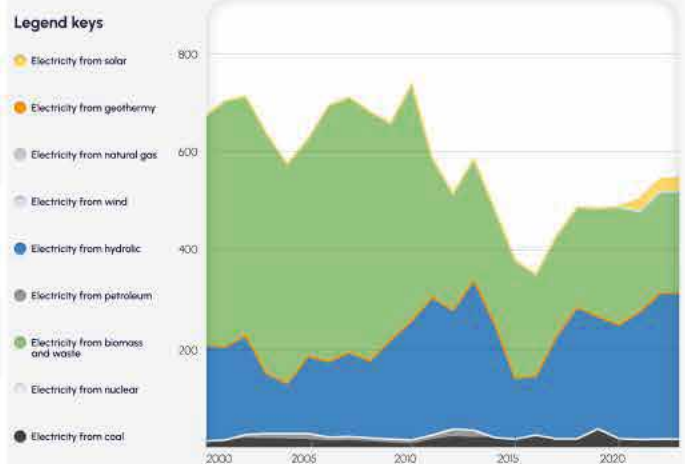
2023 0.584 MMToe Total energy consumption	2023 0.194 Mt Coal consumption
2023 2.201 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 1.308 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
39 683 000 BTU
1 tonne equivalent pétrole (tep)
18 TWh = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.548 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.017 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.048 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.289 Mt Coal production	2023 86.40 % Access to electricity (% of population)
2023 2.116 BTU/GDP Energy Intensity	2023 96.90 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



Electricity prices for business
0.094 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for households
0.132 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Ethiopia East Africa

Land Area
1120 000 Km²
Rank in Africa: 10

Population (2025)
135 472 051
Rank in Africa: 2

Energy Demand

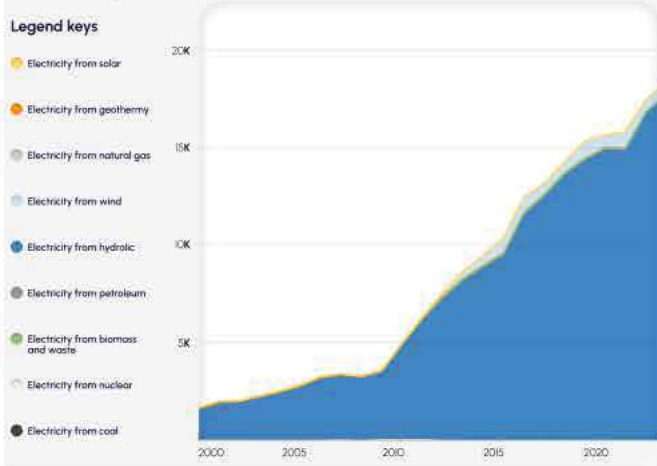
2023 7.672 MMTpe <small>Total energy consumption</small>	2023 1.636 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 36.523 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 12.298 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (1 m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 Barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (1 barrel = 3 300 000 BTUs)
MMTpe Million tonnes of Oil Equivalent (1 tonne of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (1 metric tonne = 1 000 000 tons)
Mb Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (1 TWh = 1 000 000 000 kWh)
1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 18.254 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.002 billion kWh <small>Fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 18.252 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.502 Mt <small>Coal production</small>	2023 55.40 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 0.970 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 99.99 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
0.787 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
0.875 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.005 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for business
0.011 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABCA



Gabon

Central Africa

Land Area
267 667 Km²
(Rank in Africa: 3)

Population (2025)
2 593 130
(Rank in Africa: 43)

Energy Demand

2023
1.384 MMToe
Total energy consumption

2023
4.912 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.468 bcm
Natural gas consumption

Energy Units
Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³
Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels
Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels
MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
Tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
78 700.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.463 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
1.605 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
3.193 billion kWh
electricity net generation

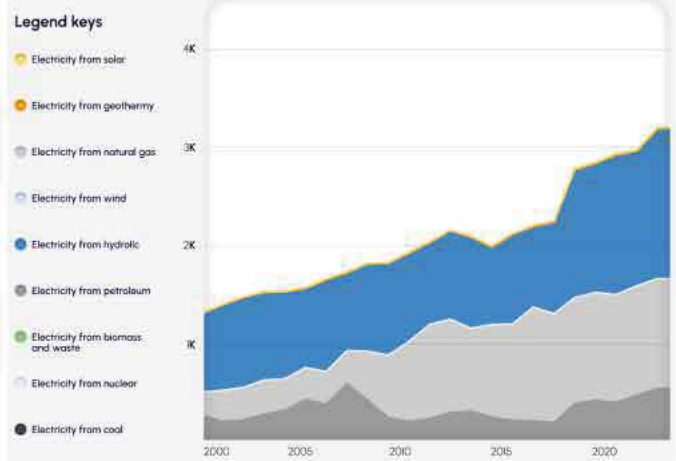
2023
1.658 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
18.252 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
94.10 %
Access to electricity (% of population)

2023
48.07 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
0.888 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.053 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.218 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Gambia

Western Africa

Land Area
10 689 Km²
Rank in Africa: 30

Population (2025)
2 822 093
Rank in Africa: 42

Energy Demand

2023
0.186 MMToe
Total energy consumption

2023
1.267 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.515 billion kWh
electricity net generation

2023
0.510 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.005 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
65.40 %
Access to electricity (% of population)

2023
0.97 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydroic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Ghana

Western Africa

Land Area
238 533 Km²
(Rank in Africa: 34)

Population (2025)
35 064 272
(Rank in Africa: 14)

Energy Demand

2023 8.934 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.051 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 32.618 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 3.793 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 19.534 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

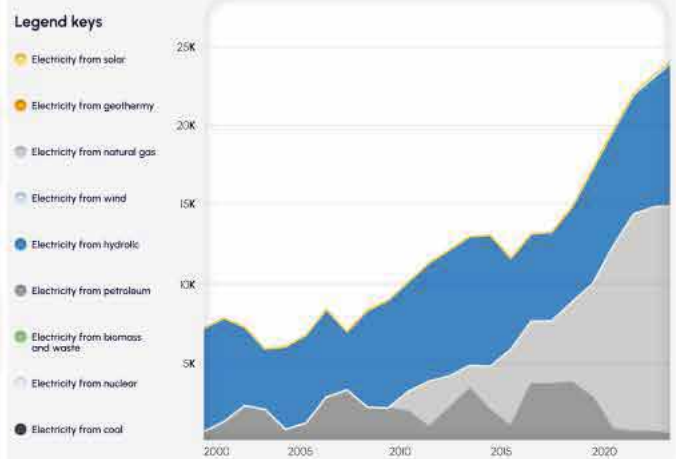
Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (1st barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (1st tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)

Mt Million Tonnes (1st metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (1st Btu = 1 000 000 000 000 000 BTU)
TWh Terawatt-hour (1st watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 75 246.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 24.282 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 3.116 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 14.925 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 9.357 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 89.50 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 1.841 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 38.53 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.087 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.414 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for business
0.157 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households
0.173 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Guinea-Bissau Western Africa

Land Area
36 125 km²
Rank in Africa: 43

Population (2025)
2 249 515
Rank in Africa: 46

Energy Demand

2023 0.128 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.000 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 0.871 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 0.080 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Bcm Billion Cubic Meters <small>10⁹ m³ = 1 000 000 000 Litre</small>	Mt Million Tonnes <small>10⁶ metric tons = 1 000 000 tons</small>
Mb Thousand Barrels <small>1000 barrels</small>	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units <small>10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu</small>
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent <small>10⁶ barrels = 1 000 000 barrels</small>	TWh Terawatt-hour <small>10¹² watt-hour = 1 000 000 000 Wh</small>
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent <small>10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent</small>	1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU <small>1 BTU = 1 055 joules</small>

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 0.086 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.083 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 0.003 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 40.50 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 1.025 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 3.50 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Guinea Western Africa

Land Area
245 857 Km²
Rank in Africa: 32

Population (2025)
15 099 727
Rank in Africa: 27

Energy Demand

2023 1.901 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 11.221 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 3.624 billion kWh Electricity Net Consumption

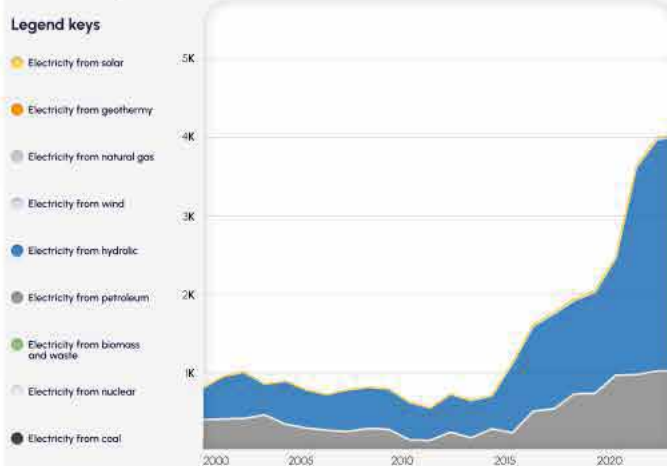
Energy Units

- Bcm**: Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
- Mb**: Thousand Barrels (1 000 barrels)
- Mboe**: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
- MMtoe**: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
- Mt**: Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
- Quad Btu**: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
- TWh**: Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 kWh)
- 1 tonne equivalent pétrole (tep)**: 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 4.048 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 1.023 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 3.025 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 51.10 % Access to electricity (% of population)
2023 1.690 BTU/GDP Energy Intensity	2023 74.73 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Gasoline prices
1.383 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.427 USD / Liter
Aug 2025



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Kenya East Africa

Land Area
582 646 Km²
(Rank in Africa: 22)

Population (2025)
57 532 493
(Rank in Africa: 7)

Energy Demand

2023 7.651 MMToe Total energy consumption	2023 1.601 Mt Coal consumption
2023 39.111 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 10.002 billion kWh Electricity Net Consumption

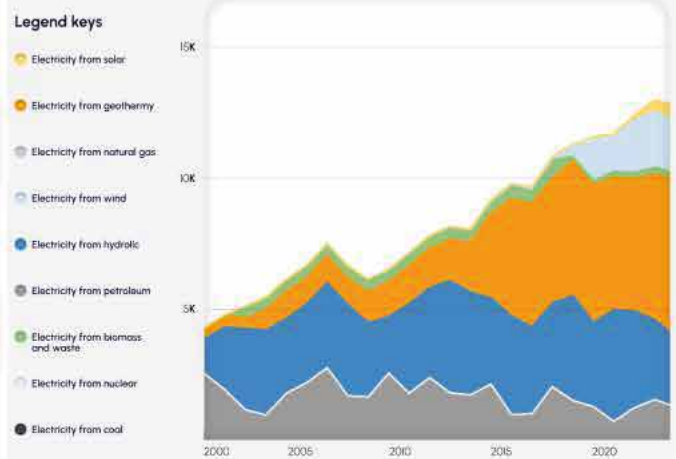
Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)

Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 BTU)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
39 683 000 BTU
1 tonne equivalent pétrole (tep)
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 12.789 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 1.305 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 11.484 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 76.20 % Access to electricity (% of population)
2023 1.149 BTU/GDP Energy Intensity	2023 89.80 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices 1.317 USD / Liter <small>Aug 2025</small>	Gasoline prices 1.429 USD / Liter <small>Aug 2025</small>
--	--



Electricity prices for business 0.174 USD / kWh <small>Dec 2024</small>	Electricity prices for households 0.221 USD / kWh <small>Dec 2024</small>
--	--

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Lesotho

Southern Africa

Land Area
30 355 Km²
(Rank in Africa: 44)

Population (2025)
2 363 325
(Rank in Africa: 45)

Energy Demand

2023
0.473 MMToe
Total energy consumption

2023
0.083 Mt
Coal consumption

2023
2.365 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
0.833 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb

Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe

Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe

Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt

Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu

Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh

Tera-watt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)

39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.062 Mt
Coal production

2023
3.455 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.482 billion kWh
electricity net generation

2023
0.001 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.481 billion kWh
renewable electricity net generation

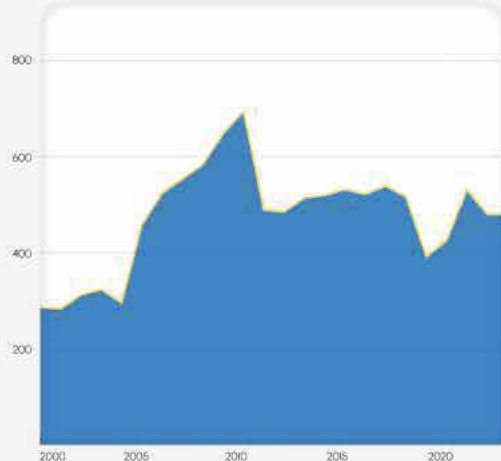
2023
57.30 %
Access to electricity (% of population)

2023
99.87 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Diesel prices

1.069 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices

1.138 USD / Liter
Aug 2025

\$0



Electricity prices for business

0.023 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households

0.108 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Liberia Western Africa

Land Area
97 036 Km²
(Rank in Africa: 40)

Population (2025)
5 731 206
(Rank in Africa: 37)

Energy Demand

2023
0.252 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
1.646 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
0.216 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.062 Mt
Coal production

2023
1.178 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.395 billion kWh
electricity net generation

2023
0.261 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.134 billion kWh
renewable electricity net generation

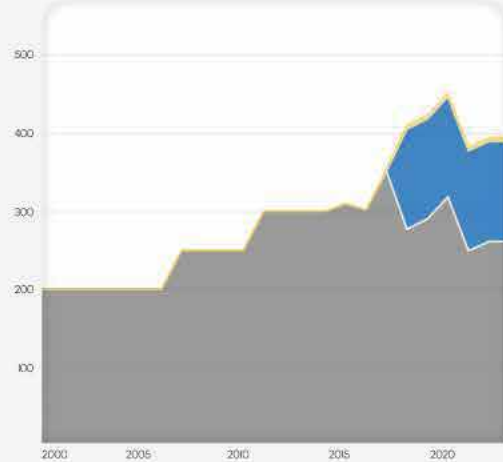
2023
32.50 %
Access to electricity (% of population)

2023
33.91 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Gasoline prices
0.906 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
0.913 USD / Liter
Aug 2025



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Libya

Northern Africa

Land Area
1676 198 Km²
Rank in Africa: 4th

Population (2025)
7 458 555
Rank in Africa: 35

Energy Demand

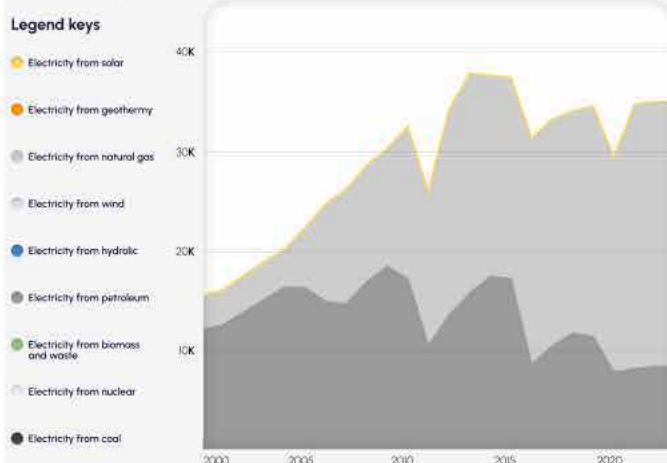
2023	2023
18.565 MMToe	0.000 Mt
Total energy consumption	Coal consumption
2023	2023
71.503 Mboe	0.000 quad Btu
Petroleum and other liquids consumption	Nuclear energy consumption
2023	2023
8.720 bcm	28.826 billion kWh
Natural gas consumption	Electricity Net Consumption

Energy Units:
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 kWh)
1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024	2023
433 078.00 Mb	35.107 billion kWh
Crude oil including lease condensate	electricity net generation
2023	2023
11.160 bcm	35.097 billion kWh
Natural Gas production	fossil fuels electricity net generation
2023	2023
0.000 quad Btu	0.010 billion kWh
Nuclear energy production	renewable electricity net generation
2023	2023
0.062 Mt	73.20 %
Coal production	Access to electricity (% of population)
2023	2023
10.494 BTU/GDP	0.03 %
Energy Intensity	Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
0.028 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
0.028 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.008 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for business
0.009 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Madagascar East Africa

Land Area
591 896 Km²
(Rank in Africa: 2)

Population (2025)
32 740 678
(Rank in Africa: 15)

Energy Demand

2023
1.428 MMToe
Total energy consumption

2023
0.511 Mt
Coal consumption

2023
7.242 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
2.506 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
1.230 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
2.645 billion kWh
electricity net generation

2023
1.714 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.931 billion kWh
renewable electricity net generation

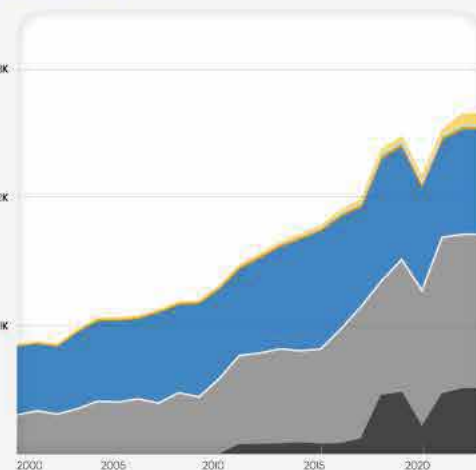
2023
39.40 %
Access to electricity (% of population)

2023
35.21 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Diesel prices
1.033 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.157 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.132 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.167 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Malawi East Africa

Land Area
118 760 km²
(Rank in Africa: 38)

Population (2025)
22 216 120
(Rank in Africa: 21)

Energy Demand

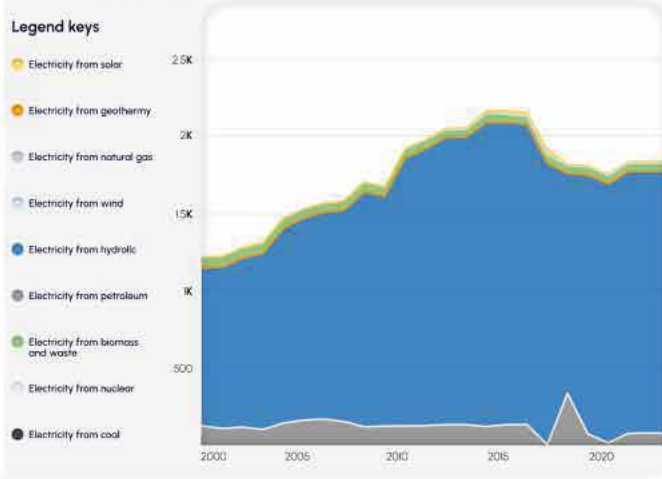
2023 0.953 MMToe Total energy consumption	2023 0.003 Mt Coal consumption
2023 5.346 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 1.585 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 1.837 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.077 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 1.760 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.003 Mt Coal production	2023 15.60 % Access to electricity (% of population)
2023 1.306 BTU/GDP Energy Intensity	2023 95.83 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Gasoline prices
1.459 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.710 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.075 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.226 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Mali

Western Africa

Land Area
1241 238 Km²
Rank in Africa: 8

Population (2025)
25 198 821
Rank in Africa: 19

Energy Demand

2023
2.580 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
16.358 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
4.261 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
2.007 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
4.363 billion kWh
electricity net generation

2023
2.500 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
1.863 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
54.50 %
Access to electricity (% of population)

2023
42.70 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal

Energy Prices

Diesel prices
1.217 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.372 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.168 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.232 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Mauritania Western Africa

Land Area
1030 700 Km²
(Rank in Africa: 11)

Population (2025)
5 315 065
(Rank in Africa: 39)

Energy Demand

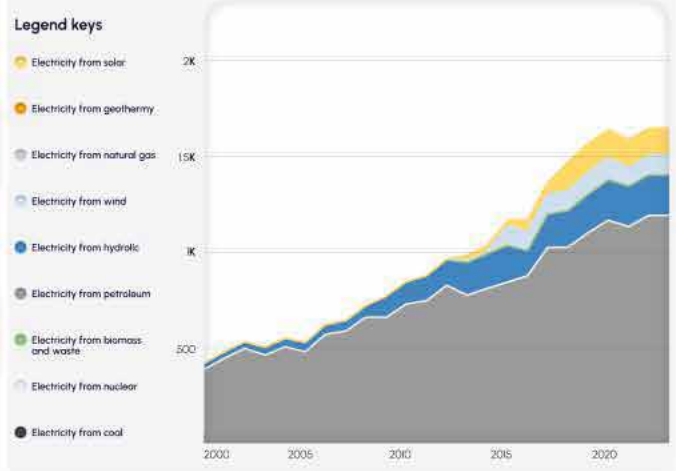
2023 1.789 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 11.750 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 1.700 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 1.642 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 1.189 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.453 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 50.30 % Access to electricity (% of population)
2023 2.623 BTU/GDP Energy Intensity	2023 27.59 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.033 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.157 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.132 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.167 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Mauritius East Africa

Land Area
2 007 Km²
(Rank in Africa: 52)

Population (2025)
1 268 280
(Rank in Africa: 48)

Energy Demand

2023
1.932 MMToe
Total energy consumption

2023
0.722 Mt
Coal consumption

2023
9.818 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
3.084 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
2.553 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
3.264 billion kWh
electricity net generation

2023
2.690 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.574 billion kWh
renewable electricity net generation

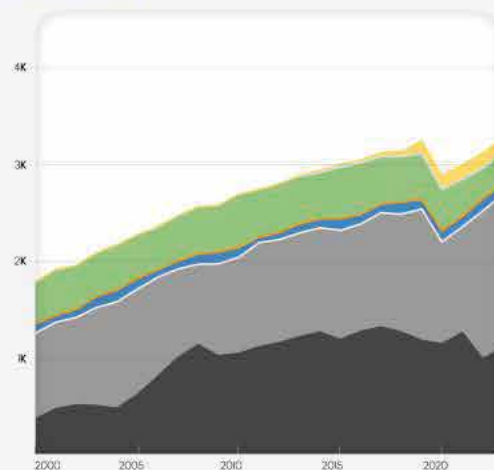
2023
100.00 %
Access to electricity (% of population)

2023
17.59 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Diesel prices
1.292 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.341 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.135 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.141 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Morocco

Northern Africa

Land Area
417 000 Km²
Rank in Africa 25

Population (2025)
38 430 770
Rank in Africa 12

Energy Demand

2023 22.352 MMToe Total energy consumption	2023 10.934 Mt Coal consumption
2023 98.054 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.937 bcm Natural gas consumption	2023 36.379 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

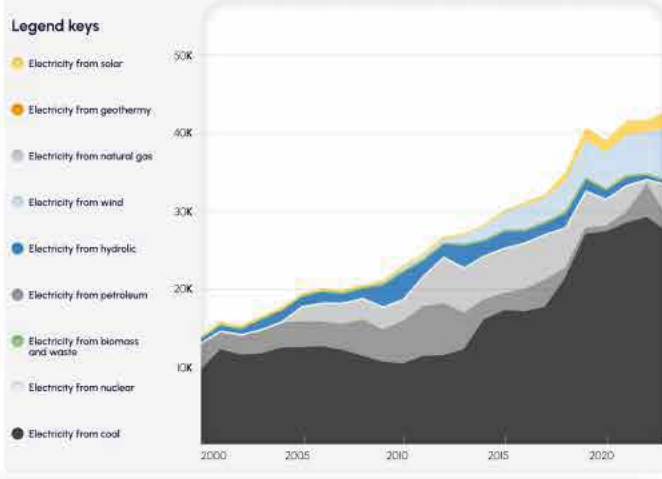
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 9.15 Mb Crude oil including lease condensate	2023 42.311 billion kWh electricity net generation
2023 0.055 bcm Natural Gas production	2023 33.238 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 9.213 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 100.00 % Access to electricity (% of population)
2023 2.780 BTU/GDP Energy intensity	2023 21.77 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.158 USD / Liter
Aug 2023

Gasoline prices
1.428 USD / Liter
Aug 2023



Electricity prices for business
0.119 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households
0.130 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Mozambique

East Africa

Land Area
799 380 Km²
(Rank in Africa 36)

Population (2025)
35 631 653
(Rank in Africa 13)

Energy Demand

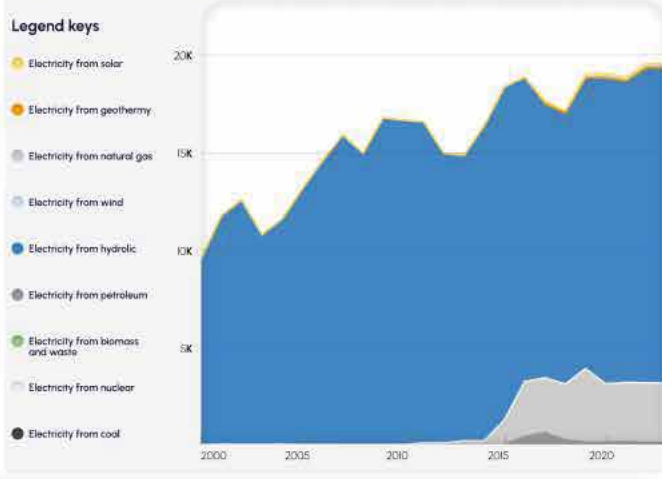
2023 4.907 MMToe Total energy consumption	2023 0.014 Mt Coal consumption
2023 14.837 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 1.737 bcm Natural gas consumption	2023 12.983 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 19.559 billion kWh electricity net generation
2023 8.873 bcm Natural Gas production	2023 3.188 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 16.371 billion kWh renewable electricity net generation
2023 10.888 Mt Coal production	2023 36.00 % Access to electricity (% of population)
2023 4.326 BTU/GDP Energy intensity	2023 83.70 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Gasoline prices
1.307 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.489 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for business
0.080 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for households
0.127 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Namibia

Southern Africa

Land Area
824 292 Km²
(Rank in Africa: 15)

Population (2025)
3 092 816
(Rank in Africa: 41)

Energy Demand

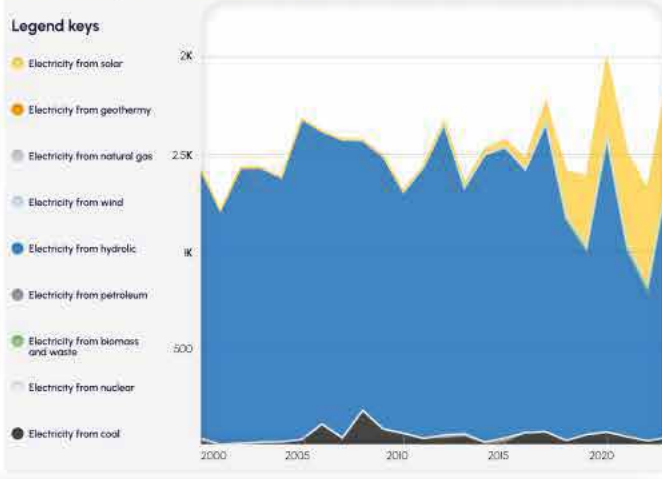
2023 1.623 MMToe Total energy consumption	2023 0.023 Mt Coal consumption
2023 8.307 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 3.891 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMToe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 1.890 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.036 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 1.854 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 56.70 % Access to electricity (% of population)
2023 2.542 BTU/GDP Energy intensity	2023 98.10 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.029 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.149 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.145 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Niger

Western Africa

Land Area
1267 000 km²
Rank in Africa: 6

Population (2025)
27 917 831
Rank in Africa: 11

Energy Demand

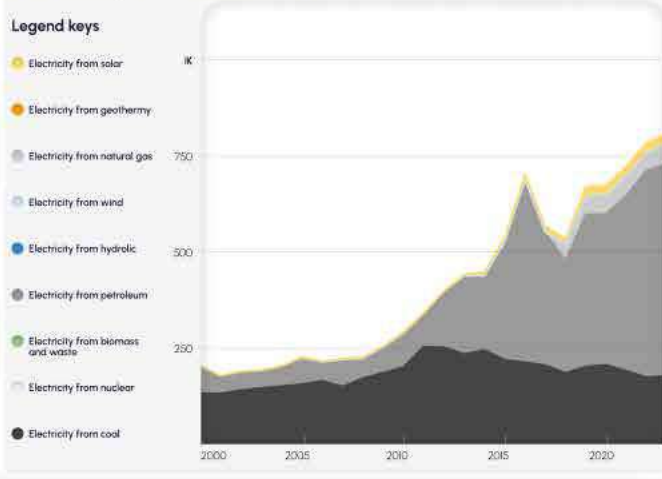
2023 1.168 MMToe Total energy consumption	2023 0.289 Mt Coal consumption
2023 5.990 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.027 bcm Natural gas consumption	2023 1.645 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units	Mt
Bcm Billion Cubic Meters 10 ⁹ m ³ = 1 000 000 000 m ³	Mt Million Tonnes 10 ⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Mb Thousand Barrels 1 000 barrels	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units 10 ¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent 10 ⁶ barrels = 1 000 000 barrels	TWh Terawatt-hour 10 ¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent 10 ⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent	1 tonne équivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU 1870 = 1085 joules

Energy Supply

2024 11 188.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.804 billion kWh electricity net generation
2023 0.027 bcm Natural Gas production	2023 0.780 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.024 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.290 Mt Coal production	2023 20.10 % Access to electricity (% of population)
2023 1.345 BTU/GDP Energy Intensity	2023 2.99 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Nigeria

Western Africa

Land Area
923 768 Km²
(Rank in Africa: 14)

Population (2025)
237 527 782
(Rank in Africa: 1)

Energy Demand

2023 45.903 MMToe Total energy consumption	2023 1.430 Mt Coal consumption
2023 177.440 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 20.085 bcm Natural gas consumption	2023 34.135 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

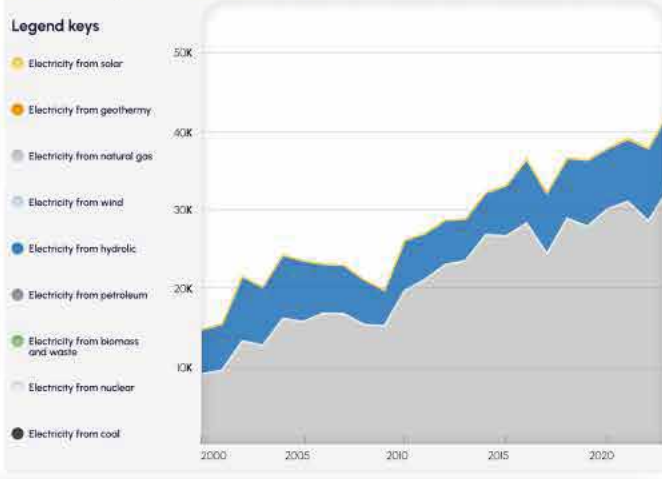
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 570 685.44 Mb Crude oil including lease condensate	2023 42.509 billion kWh electricity net generation
2023 38.248 bcm Natural Gas production	2023 32.781 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 9.728 billion kWh renewable electricity net generation
2023 1.430 Mt Coal production	2023 61.20 % Access to electricity (% of population)
2023 1.762 BTU/GDP Energy Intensity	2023 22.88 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABCI



Rwanda East Africa

Land Area
26 338 Km²
Rank in Africa: 47

Population (2025)
14 569 341
Rank in Africa: 29

Energy Demand

2023 0.636 MMToe Total energy consumption	2023 0.105 Mt Coal consumption
2023 3.181 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.064 bcm Natural gas consumption	2023 0.876 billion kWh Electricity Net Consumption

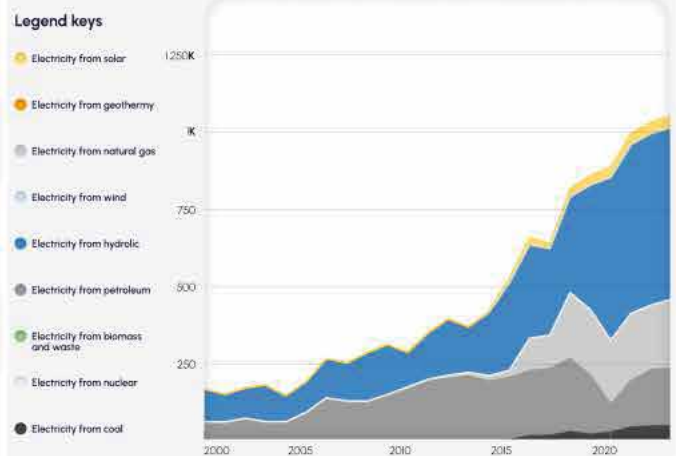
Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³
Mb Thousand Barrels
1 000 barrels
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU
TWh Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
1 tonne equivalent petrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 1.051 billion kWh electricity net generation
2023 0.064 bcm Natural Gas production	2023 0.458 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.593 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 63.90 % Access to electricity (% of population)
2023 0.725 BTU/GDP Energy intensity	2023 56.44 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Land Area
1 001 km²
Rank in Africa: 34th

Population (2025)
240 254
Rank in Africa: 55th

Sao Tome and Principe Central Africa

Energy Demand

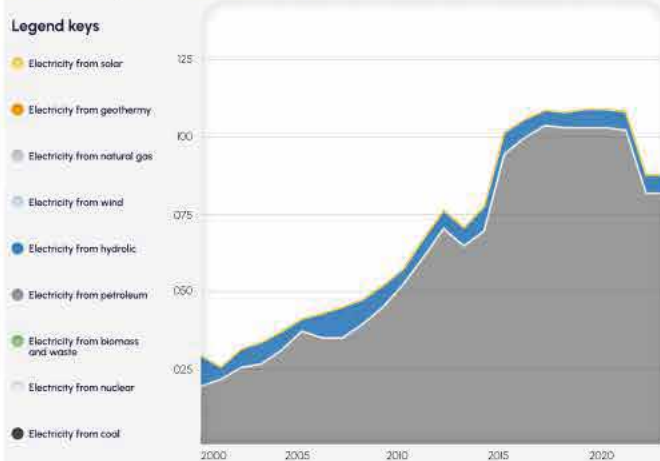
2023 0.052 MMTon Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 0.350 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.047 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units	Mt
Bcm Billion Cubic Meters 10 ⁹ m ³ = 1 000 000 000 m ³	Mt Million Tonnes 10 ⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Mb Thousand Barrels 1 000 barrels	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units 10 ¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent 10 ⁶ barrels = 1 000 000 barrels	TWh Terawatt-hour 10 ¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
MMTee Million tonnes of Oil Equivalent 10 ⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent	1 tonne equivalent petrole (tep) 39 683 000 BTU 1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.088 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.082 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.006 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 81.30 % Access to electricity (% of population)
2023 1.806 BTU/GDP Energy Intensity	2023 6.82 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Land Area
196 712 Km²
Rank in Africa: 35

Population (2025)
18 931 966
Rank in Africa: 25

Senegal

Western Africa

Energy Demand

2023 3.782 MMToe Total energy consumption	2023 0.148 Mt Coal consumption
2023 23.479 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 7.547 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

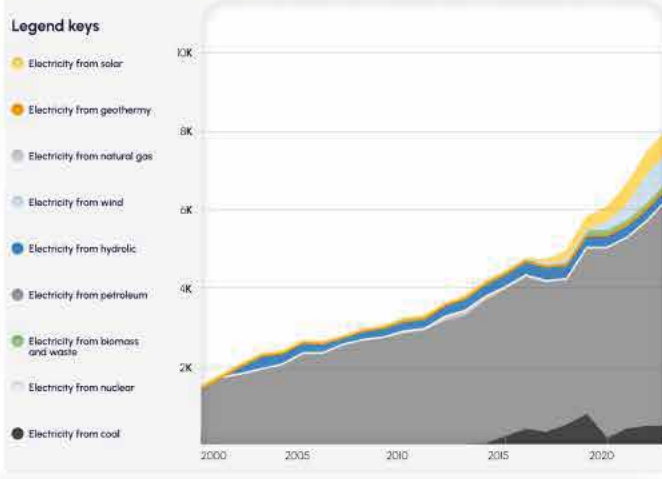
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 13 315.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 8.044 billion kWh electricity net generation
2023 0.035 bcm Natural Gas production	2023 6.295 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 1.749 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 74.20 % Access to electricity (% of population)
2023 2.372 BTU/GDP Energy intensity	2023 21.74 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.230 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.752 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.194 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Seychelles East Africa

Land Area
446 Km²
Rank in Africa 35^e

Population (2025)
132 779
Rank in Africa 67

Energy Demand

2023
0.319 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
2.130 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
0.581 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³
Mb Thousand Barrels
1 000 barrels
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels
MMToe Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU
TWh Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh
1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1870 = 1085 gallons

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
3.908 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
0.625 billion kWh
electricity net generation

2023
0.540 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.085 billion kWh
renewable electricity net generation

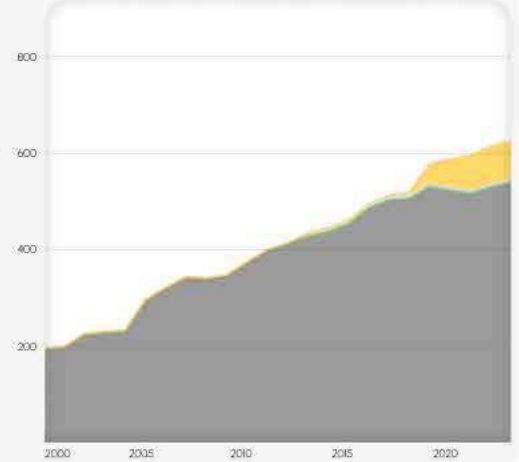
2023
100.00 %
Access to electricity (% of population)

2023
13.64 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Gasoline prices
1.413 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.465 USD / Liter
Aug 2025



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Sierra Leone

Western Africa

Land Area
72 929 Km²
(Rank in Africa: 41)

Population (2025)
8 819 794
(Rank in Africa: 34)

Energy Demand

2023 0.491 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 3.231 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.131 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ BTU = 1 000 000 000 000 000 BTU

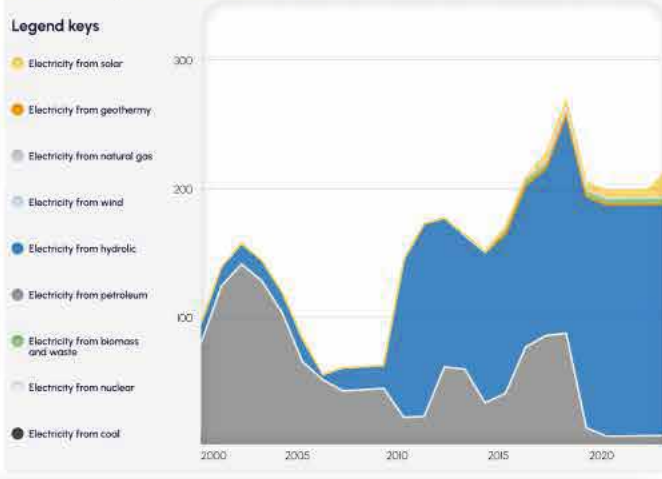
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne équivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.213 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.007 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.206 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 35.50 % Access to electricity (% of population)
2023 0.831 BTU/GDP Energy intensity	2023 96.60 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Gasoline prices
1.387 USD / Liter
Aug. 2025

Diesel prices
1.436 USD / Liter
Aug. 2025



Electricity prices for households
0.253 USD / kWh
Dec. 2024

Electricity prices for business
0.342 USD / kWh
Dec. 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Somalia East Africa

Land Area
637 657 km²
Rank in Africa: 19

Population (2025)
19 654 739
Rank in Africa: 24

Energy Demand

2023 0.300 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.000 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 2.011 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 0.397 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

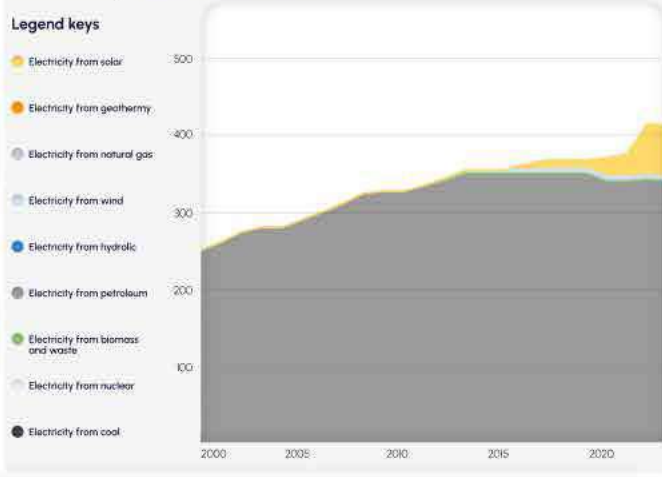
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent petrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 0.412 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.340 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 0.072 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 50.30 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 8.410 BTU/GDP <small>Energy intensity</small>	2023 17.52 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



South Africa

Southern Africa

Land Area
1220 813 km²
Rank in Africa: 9

Population (2025)
64 747 319
Rank in Africa: 6

Energy Demand

2023 137.306 MMToe Total energy consumption	2023 174.497 Mt Coal consumption
2023 217.099 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.082 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 3.873 bcm Natural gas consumption	2023 194.978 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

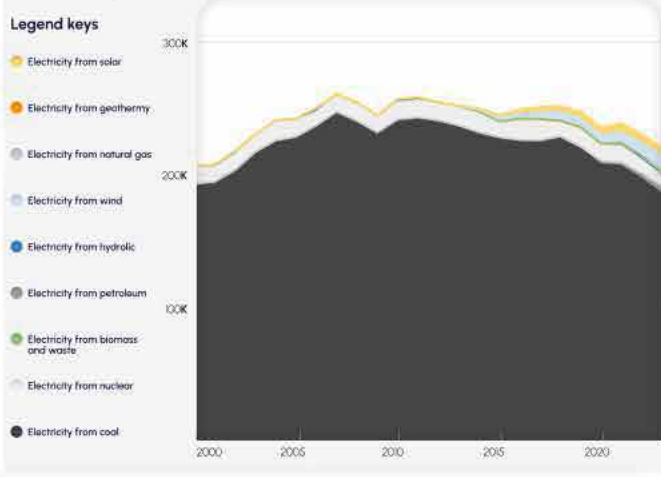
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent petrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 28 623.61 Mb Crude oil including lease condensate	2023 219.608 billion kWh electricity net generation
2023 0.066 bcm Natural Gas production	2023 191.610 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.101 quad Btu Nuclear energy production	2023 21.107 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 87.70 % Access to electricity (% of population)
2023 6.860 BTU/GDP Energy Intensity	2023 9.61 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.201 USD / Liter²
Aug 2025

Gasoline prices
1.203 USD / Liter²
Aug 2025



Electricity prices for business
0.102 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households
0.211 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



South Sudan East Africa

Land Area
644 329 km²
Rank in Africa: 18

Population (2025)
12 188 788
Rank in Africa: 32

Energy Demand

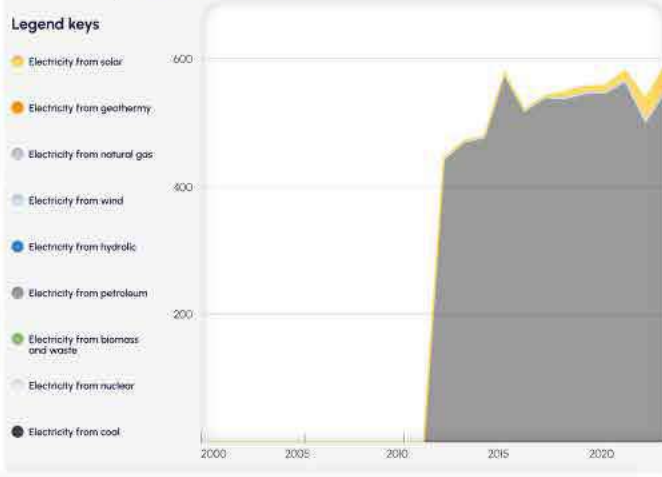
2023 0.605 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.000 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 4.118 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 0.566 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Bcm Billion Cubic Meters <small>10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³</small>	Mt Million Tonnes <small>10⁶ metric tons = 1 000 000 tons</small>
Mb Thousand Barrels <small>1 000 barrels</small>	Quad Btu Quadrillion British Thermal Units <small>10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu</small>
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent <small>10⁶ barrels = 1 000 000 barrels</small>	TWh Terawatt-hour <small>10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh</small>
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent <small>10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent</small>	1 tonne equivalent petrole (tep) 39 683 000 BTU <small>1 BTU = 1 055 joules</small>

Energy Supply

2024 28 880.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 0.590 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 0.550 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 0.040 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 0.000 Mt <small>Coal production</small>	2023 5.40 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 1.475 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 6.78 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Sudan

Northern Africa

Land Area
1840 687 km²
Rank in Africa: 3

Population (2025)
51 662 147
Rank in Africa: 8

Energy Demand

2023 7.749 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 45.488 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 13.983 billion kWh Electricity Net Consumption

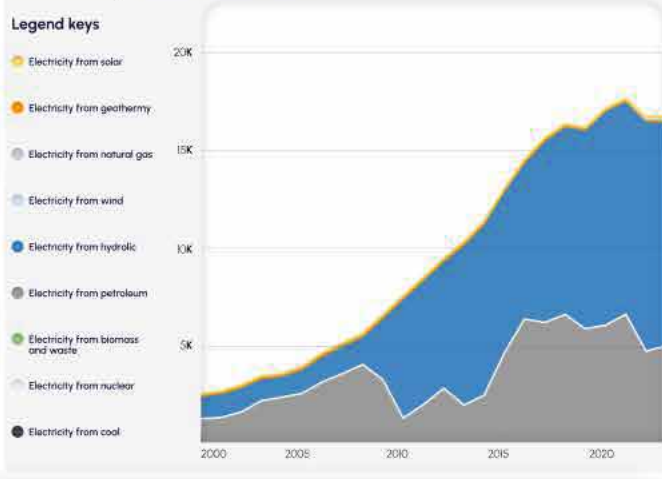
Energy Units
Bcm: Billion Cubic Meters (10⁹ m³)
Mb: Million Barrels (1,000 barrels)
Mboe: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels)
MMtoe: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil)

Mt: Million Tonnes (10⁶ metric tons)
Quad Btu: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu)
TWh: Terawatt-hour (10¹² watt-hours)
1 tonne equivalent petrole (tep): 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 13 721.08 Mb Crude oil including lease condensate	2023 16.747 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 5.000 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 11.747 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 66.00 % Access to electricity (% of population)
2023 2.738 BTU/GDP Energy Intensity	2023 70.14 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
0.656 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
0.700 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.006 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for business
0.029 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Tanzania East Africa

Land Area
945 500 Km²
Rank in Africa: 13

Population (2025)
70 545 865
Rank in Africa: 8

Energy Demand

2023 6.868 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 0.815 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 29.211 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 2.036 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 9.109 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

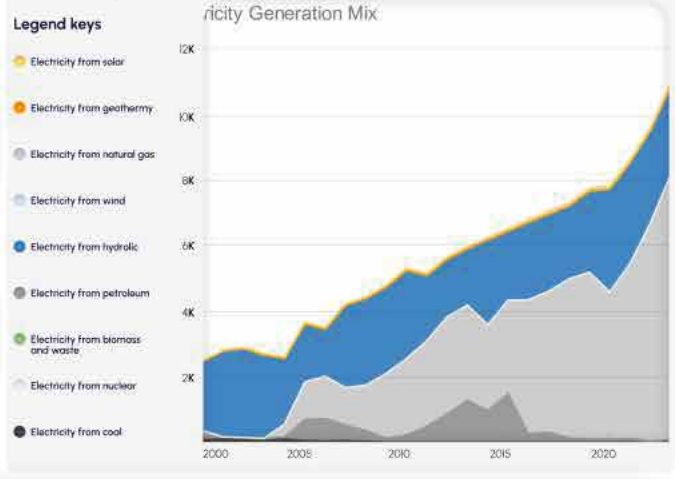
Energy Units
Bcm: Billion Cubic Meters (10⁹ m³)
Mb: Million Barrels (1,000 barrels)
Mboe: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels)
MMtoe: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil)

Mt: Million Tonnes (10⁶ metric tons)
Quad Btu: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu)
TWh: Terawatt-hour (10¹² watt-hours)
1 tonne equivalent petrole (tep): 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 10.991 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 2.016 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 8.183 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 2.808 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 2.581 Mt <small>Coal production</small>	2023 48.30 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 1.499 BTU/GDP <small>Energy intensity</small>	2023 25.55 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.063 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.121 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.091 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.093 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Togo

Western Africa

Land Area
56 600 Km²
Rank in Africa: 42

Population (2025)
9 721 608
Rank in Africa: 33

Energy Demand

2023 1.064 MMToe Total energy consumption	2023 0.169 Mt Coal consumption
2023 4.723 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.177 bcm Natural gas consumption	2023 1.815 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

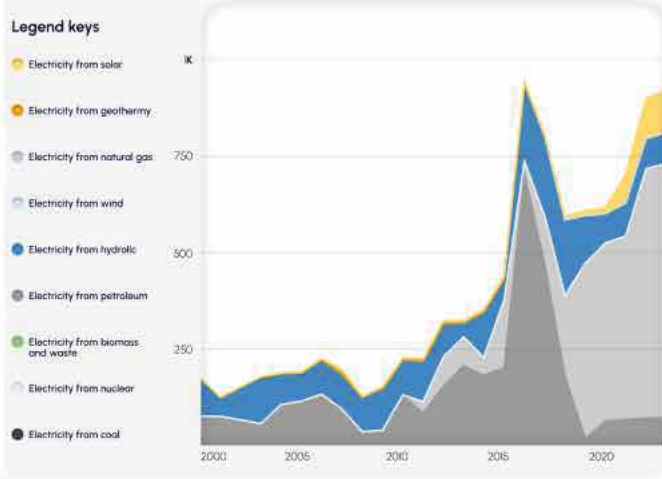
TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.922 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.731 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.191 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 59.20 % Access to electricity (% of population)
2023 2.028 BTU/GDP Energy Intensity	2023 20.72 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.102 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.203 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for business
0.189 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for households
0.205 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Tunisia

Northern Africa

Land Area
163 610 km²
Rank in Africa: 36

Population (2025)
12 348 573
Rank in Africa: 31

Energy Demand

2023 10.377 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 35.260 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 5.351 bcm Natural gas consumption	2023 19.153 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units

- Bcm: Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 Litre)
- Mb: Million Barrels (1 000 barrels)
- Mboe: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
- MMtoe: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
- Mt: Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
- Quad Btu: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
- TWh: Terawatt-hour (10¹² watt-hour = 1 000 000 000 Wh)
- 1 tonne équivalent pétrole (tep): 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 11 327.33 Mb Crude oil including lease condensate	2023 21.286 billion kWh electricity net generation
2023 1.313 bcm Natural Gas production	2023 20.447 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.839 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 100.00 % Access to electricity (% of population)
2023 3.153 BTU/GDP Energy Intensity	2023 3.94 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Natural gas prices for households

0.032 USD / KWH
Mar 2025

Diesel prices

0.706 USD / Liter
Jan 2025

Gasoline prices

0.877 USD / Liter
Jan 2025



Electricity prices for households

0.073 USD / KWH
Mar 2025

Electricity prices for business

0.122 USD / KWH
Mar 2025

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Uganda East Africa

Land Area
241 553 Km²
(Rank in Africa: 33)

Population (2025)
51 384 894
(Rank in Africa: 9)

Energy Demand

2023
2.762 MMToe
Total energy consumption

2023
0.000 Mt
Coal consumption

2023
15.388 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
4.254 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMtoe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
0.00 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
5.747 billion kWh
electricity net generation

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
0.151 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
5.596 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
0.000 Mt
Coal production

2023
51.50 %
Access to electricity (% of population)

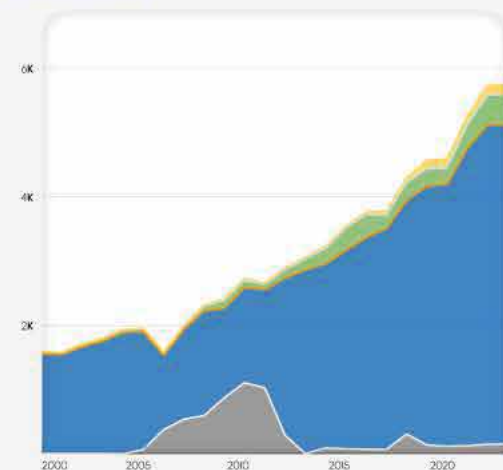
2023
0.936 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
97.37 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermal
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Diesel prices
1.283 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.418 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for business
0.126 USD / KWH
Dec 2024

Electricity prices for households
0.180 USD / KWH
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Western Sahara

Northern Africa

Land Area
272 000 km²
(Rank in Africa: 29)

Population (2025)
600 904
(Rank in Africa: 53)

Energy Demand

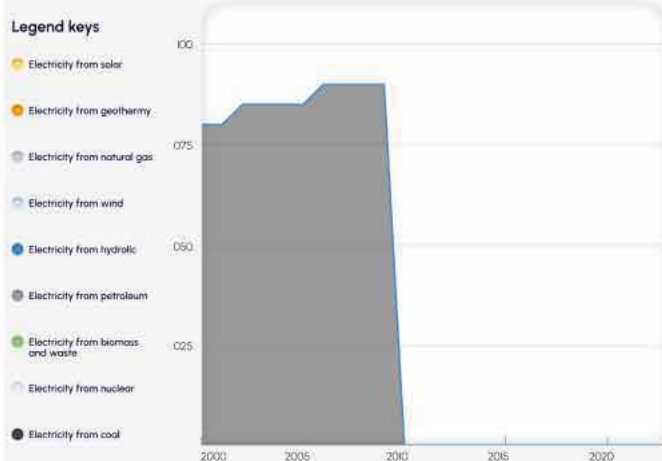
2023 0.101 MMToe Total energy consumption	2023 0.000 Mt Coal consumption
2023 0.689 Mboe Petroleum and other liquids consumption	2023 0.000 quad Btu Nuclear energy consumption
2023 0.000 bcm Natural gas consumption	2023 0.000 billion kWh Electricity Net Consumption

Energy Units
Bcm: Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb: Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe: Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 bbl-e)
MMToe: Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt: Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu: Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh: Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep): 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb Crude oil including lease condensate	2023 0.090 billion kWh electricity net generation
2023 0.000 bcm Natural Gas production	2023 0.000 billion kWh fossil fuels electricity net generation
2023 0.000 quad Btu Nuclear energy production	2023 0.000 billion kWh renewable electricity net generation
2023 0.000 Mt Coal production	2023 51.50 % Access to electricity (% of population)
2023 0.000 BTU/GDP Energy Intensity	2023 0.00 % Renewable Electricity

Electricity Generation Mix



Energy Prices



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



Zambia East Africa

Land Area
752 612 Km²
(Rank in Africa: 17)

Population (2025)
21 913 874
(Rank in Africa: 22)

Energy Demand

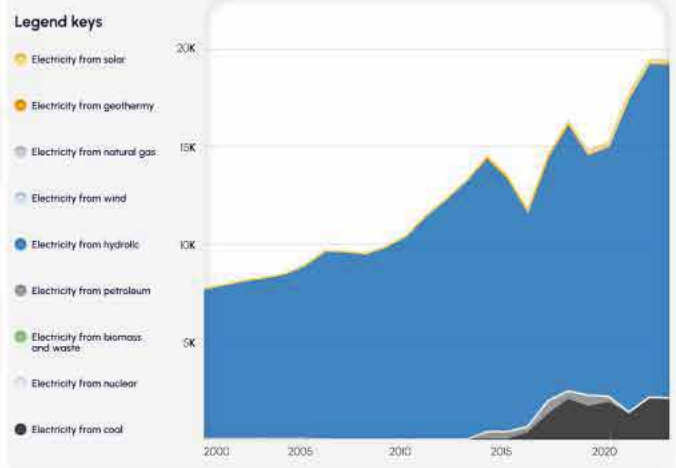
2023 4.316 MMToe <small>Total energy consumption</small>	2023 2.197 Mt <small>Coal consumption</small>
2023 12.097 Mboe <small>Petroleum and other liquids consumption</small>	2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy consumption</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural gas consumption</small>	2023 14.399 billion kWh <small>Electricity Net Consumption</small>

Energy Units
Bcm Billion Cubic Meters (10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³)
Mb Thousand Barrels (1 000 barrels)
Mboe Million Barrels of Oil Equivalent (10⁶ barrels = 1 000 000 barrels)
MMtoe Million tonnes of Oil Equivalent (10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent)
Mt Million Tonnes (10⁶ metric tons = 1 000 000 tons)
Quad Btu Quadrillion British Thermal Units (10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu)
TWh Terawatt-hour (10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh)
1 tonne equivalent pétrole (tep) 39 683 000 BTU (1 BTU = 1 055 joules)

Energy Supply

2024 0.00 Mb <small>Crude oil including lease condensate</small>	2023 19.448 billion kWh <small>electricity net generation</small>
2023 0.000 bcm <small>Natural Gas production</small>	2023 2.135 billion kWh <small>fossil fuels electricity net generation</small>
2023 0.000 quad Btu <small>Nuclear energy production</small>	2023 17.313 billion kWh <small>renewable electricity net generation</small>
2023 2.205 Mt <small>Coal production</small>	2023 51.10 % <small>Access to electricity (% of population)</small>
2023 2.463 BTU/GDP <small>Energy Intensity</small>	2023 89.02 % <small>Renewable Electricity</small>

Electricity Generation Mix



Energy Prices

Diesel prices
1.210 USD / Liter
Aug 2025

Gasoline prices
1.213 USD / Liter
Aug 2025



Electricity prices for households
0.027 USD / kWh
Dec 2024

Electricity prices for business
0.037 USD / kWh
Dec 2024

reproduction interdite sans consentement formel de TABCI



Zimbabwe East Africa

Land Area
390 757 Km²
(Rank in Africa: 26)

Population (2025)
16 950 795
(Rank in Africa: 26)

Energy Demand

2023
4.470 MMToe
Total energy consumption

2023
3.686 Mt
Coal consumption

2023
11.953 Mboe
Petroleum and other liquids consumption

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy consumption

2023
0.000 bcm
Natural gas consumption

2023
8.346 billion kWh
Electricity Net Consumption

Energy Units

Bcm
Billion Cubic Meters
10⁹ m³ = 1 000 000 000 m³

Mb
Thousand Barrels
1 000 barrels

Mboe
Million Barrels of Oil Equivalent
10⁶ barrels = 1 000 000 barrels

MMToe
Million tonnes of Oil Equivalent
10⁶ tons of oil = 1 000 000 tons of oil equivalent

Mt
Million Tonnes
10⁶ metric tons = 1 000 000 tons

Quad Btu
Quadrillion British Thermal Units
10¹⁵ Btu = 1 000 000 000 000 000 Btu

TWh
Terawatt-hour
10¹² watt-hours = 1 000 000 000 Wh

1 tonne equivalent pétrole (tep)
39 683 000 BTU
1 BTU = 1 055 joules

Energy Supply

2024
292.80 Mb
Crude oil including lease condensate

2023
8.308 billion kWh
electricity net generation

2023
0.000 bcm
Natural Gas production

2023
2.700 billion kWh
fossil fuels electricity net generation

2023
0.000 quad Btu
Nuclear energy production

2023
5.608 billion kWh
renewable electricity net generation

2023
4.367 Mt
Coal production

2023
62.00 %
Access to electricity (% of population)

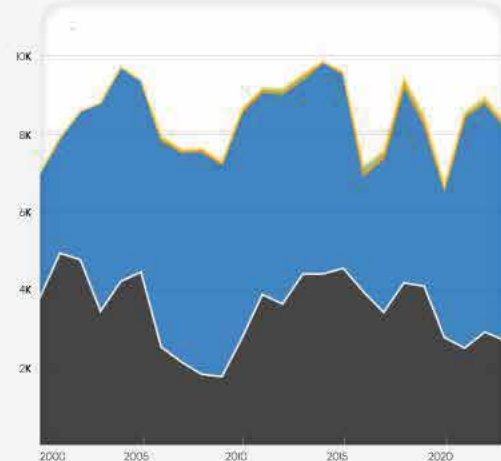
2023
3.703 BTU/GDP
Energy Intensity

2023
67.50 %
Renewable Electricity

Electricity Generation Mix

Legend keys

- Electricity from solar
- Electricity from geothermy
- Electricity from natural gas
- Electricity from wind
- Electricity from hydrolic
- Electricity from petroleum
- Electricity from biomass and waste
- Electricity from nuclear
- Electricity from coal



Energy Prices

Gasoline prices
1.560 USD / Liter
Aug 2025

Diesel prices
1.645 USD / Liter
Aug 2025



reproduction interdite sans consentement formel de TABC



TUCAD

Tunisia Consortium for
African Development

“ Building Africa Together ”



**TUCAD – Tunisia Consortium for
African Development**

*“ Une alliance stratégique
pour bâtir l’Afrique de demain ”*



ISBN 978-9909-00-680-1



9 789909 006801