



Bulletin économique d'Afrique de l'Ouest

Premier numéro

Une publication du SER d'Abuja et du SER d'Abidjan
Premier trimestre 2024

Une nouvelle publication présentant des analyses de fonds sur les enjeux économiques et financiers de l'Afrique de l'Ouest

Les services économiques régionaux d'Abidjan et d'Abuja ont le plaisir de vous présenter le premier *Bulletin économique de l'Afrique de l'Ouest*. Il nous a semblé souhaitable de proposer cette nouvelle publication pour répondre à plusieurs enjeux bien identifiés. Il s'agit d'abord d'offrir une perspective d'ensemble, au niveau de la sous-région Afrique de l'Ouest, sur les enjeux économiques et financiers que nous observons. En effet l'actualité démontre chaque jour un peu plus combien les économies l'Afrique de l'Ouest anglophone et francophone sont liées. Certes chaque ensemble garde des spécificités fortes : l'Afrique de l'Ouest francophone recouvre notamment la zone CFA, les marchés des pays anglophones et francophones conservent leurs propres dynamiques et environnements des affaires, et l'on pourrait dire aussi que le Nigéria constitue un ensemble en lui-même. Toutefois il apparaît clairement que le rôle de la CEDEAO, la construction d'infrastructures régionales, mais aussi la proximité des modèles et des défis économiques nous appelle à porter l'analyse à l'échelle de la sous-région. Ensuite, il nous paraît également utile de partager avec vous certains de nos travaux de fonds. Au-delà des brèves que nous diffusons chaque semaine sur les actualités économiques de la sous-région, ce bulletin économique trimestriel fournira des analyses approfondies des enjeux économiques tels que nous les percevons.

Dans ce premier numéro, nous présentons ainsi plusieurs de nos analyses d'intérêt régional. Nous revenons sur les impacts macroéconomiques de la crise politique qui affecte le Sahel depuis maintenant plusieurs années, en nous attardant en particulier le faible impact économique des sanctions mises en place par la CEDEAO jusqu'en mars. Nous proposons aussi une analyse des modèles énergétiques des pays de la sous-région, ainsi qu'un point de situation sur le développement des marchés carbone en Afrique de l'Ouest. A côté de ces articles transversaux, nous proposons également des analyses de fonds par pays, traitant notamment des commerces bilatéraux, des environnements macroéconomiques et des évolutions sectorielles.

Bien entendu, le format de cette publication pourra être amené à évoluer en fonction de l'actualité, mais aussi des retours que vous pourrez nous faire. Nous espérons aussi qu'il trouve toute sa place parmi les publications qui contribuent à une meilleure connaissance des opportunités et des défis de l'Afrique de l'Ouest pour les entreprises françaises. Nous espérons que ce *Bulletin économique de l'Afrique de l'Ouest* contribue aussi à alimenter les échanges entre nos services et vous-mêmes, et avec tous les acteurs impliqués dans la relation économique de la France avec cette région.

Daniel GALLISSAIRES
Chef du Service économique régional
d'Abidjan
daniel.gallissaires@dgtresor.gouv.fr

Florent MANGIN
Chef du Service économique régional
d'Abuja
florent.mangin@dgtresor.gouv.fr

Nous rappelons à notre cher lectorat que les Services économiques régionaux d'Abuja et d'Abidjan publient régulièrement sur l'actualité économique ouest-africaine et sur leurs activités dans la région à travers leurs pages LinkedIn ([Abuja](#) et [Abidjan](#)). Veuillez également écrire à [Martin Folliasson](#) (Abuja) et à [Clara Delmotte](#) (Abidjan) pour vous inscrire aux listes de diffusions respectives.

Sommaire

AFRIQUE DE L'OUEST.....	4
CEDEAO : la faible intégration régionale a limité les conséquences de la crise sahélienne sur les économies des pays membres.	4
Le commerce bilatéral entre la France et l'UEMOA en 2023.....	6
Quel modèle énergétique pour les pays d'Afrique de l'Ouest ?	9
Le projet de marché carbone régional standardisé de la CEDEAO : défis et opportunités	15
Projet d'autoroute Abidjan – Lagos.....	20
NIGERIA	23
Face à la chute du naira et à l'inflation, la CBN prend une posture plus agressive pour stabiliser la situation macroéconomique.	23
Le secteur de la santé au Nigéria	27
TOGO.....	30
Le Togo, pionnier de l'économie maritime du Golfe de Guinée.	30
SENEGAL	33
Dakar inaugure le premier "Bus Rapid Transit" (BRT) 100 % électrique, l'entreprise française Meridiam concessionnaire pour 15 ans.	33
Le secteur des hydrocarbures au Sénégal.....	36

AFRIQUE DE L'OUEST

CEDEAO : la faible intégration régionale a limité les conséquences de la crise sahélienne sur les économies des pays membres.

La CEDEAO et l'UEMOA ont levé les sanctions économiques et financières prises à l'encontre de plusieurs Etats membres, dont **le Niger dernièrement**. Cette décision s'opère dans le contexte où le Niger, le Burkina et le Mali ont **annoncé leur sortie de la CEDEAO fin janvier 2024**. La **sortie effective de ces trois pays**, regroupés au sein de l'Alliance des Etats du Sahel (AES), n'aurait vraisemblablement qu'un effet économique réduit pour les différentes **économies de la CEDEAO** tant que ceux-ci maintiennent leur appartenance à l'UEMOA.

La stratégie de sanctions de la CEDEAO n'a pas abouti au résultat escompté.

Lors du Sommet du 24 février, les chefs d'Etat de la CEDEAO ont décidé de lever l'intégralité des sanctions prises par l'organisation régionale contre le Mali, la Guinée et le Niger, arguant de considérations religieuses (début du Carême et proximité du Ramadan) et humanitaires, malgré l'absence d'avancées concrètes en direction des objectifs qui avaient motivé la prise de ces mesures (en particulier, la présentation d'une feuille de route acceptable pour le retour à l'ordre constitutionnel).

Les sanctions économiques ne constituent pas une nouveauté dans la sous-région. Elles constituent au contraire un instrument classique de pression, auquel la CEDEAO a fréquemment eu recours, comme par exemple en 2010 à l'égard de la Côte d'Ivoire et de son président sortant Laurent Gbagbo qui tardait à céder le pouvoir ; en 2016, en Gambie, qui avait précédé une intervention militaire, ou encore en 2021 suite au coup d'Etat en Guinée. Face à la junte de Niamey (sanctions d'août 2023 à janvier 2024), l'organisation sous-régionale **avait en effet décidé de fermer ses frontières terrestres et aériennes, suspendre des transactions financières avec le Niger, geler des avoirs de l'Etat dans les banques de la CEDEAO et de suspendre l'assistance et les transactions des institutions financières régionales (BCEAO, BOAD, BIDC)**, empêchant notamment au Niger d'accéder au marché des titres publics de l'UEMOA. Le Nigéria, dont le Président entamait alors son mandat à la tête de la CEDEAO, a ajouté des mesures, telles que la suspension des exportations d'électricité, dont le Niger est très dépendant.

Les conséquences des sanctions ont été relativement limitées par le faible degré d'intégration régionale, le commerce informel et l'absence de leur mise en œuvre par le Burkina Faso et le Mali.

La faiblesse de l'intégration régionale a pu contribuer à limiter la diffusion de l'effet des **sanctions dans la sous-région**. Bien que la part des échanges intra-zone soit la plus importante par rapport aux autres organisations régionales du continent, les pays-membres de la CEDEAO demeurent toutefois relativement peu intégrés commercialement (10,1 % des exportations formelles des pays membres sont réalisées à l'intérieur de la CEDEAO en 2022, selon les données de Trade Map). Le Mali (53,5 % de ses importations totales en 2022), le Libéria (31,6 %) et la Guinée-Bissau (22,5 %) seraient néanmoins les pays qui s'approvisionnent le plus à partir de la sous-région. L'analyse à partir des données officielles peut cependant être incomplète, du fait des échanges transfrontaliers non déclarés, dont l'importance est difficile à estimer.

Dans le cas des sanctions à l'égard du Niger, le pays étant enclavé, les échanges formels avec l'extérieur ont été fortement **affectés par la fermeture des frontières**, en particulier avec (i) le Bénin qui est le partenaire le plus stratégique compte tenu de l'importance du corridor Cotonou-Niamey (via le Port autonome de Cotonou où transite en moyenne 70 % des importations du Niger) et (ii) le Nigeria, qui partage 1 600 km de frontières et dont le Président Tinubu, désireux de montrer l'exemple dans la lutte contre les coups d'Etat, avait pris des **sanctions** additionnelles à l'été 2023, en particulier la cessation des exportations d'électricité vers le Niger (qui couvraient jusqu'alors 70 % des besoins électriques du pays). L'économie nigérienne a, dans son ensemble, fortement pâti de cette situation : en particulier, on constate une augmentation des coûts du transport (le transit par le Burkina Faso ou le Mali par exemple étant plus onéreux et plus long), une hausse de l'inflation ressentie bien au-delà de l'inflation mesurée, un ralentissement de l'activité **bancaire** et une **augmentation des créances en souffrance**.

Aussi, les conséquences économiques de ces sanctions vis-à-vis du Niger pour les autres pays de la région ont été globalement limitées, se concentrant sur les flux avec l'économie béninoise, principalement le port de Cotonou et les opérateurs économiques dépendant de l'activité du corridor Cotonou-Niamey (transporteurs, région du nord-Bénin) et avec quelques Etats frontaliers du nord-Nigéria, dont la porosité et la taille de la frontière relativise l'effectivité d'un contrôle strict.

***Félix de Liège et Ludovic Lea**
Conseillers financiers aux SER d'Abidjan et d'Abuja*

Le commerce bilatéral entre la France et l'UEMOA en 2023

L'année 2023 est marquée par une baisse des échanges entre la France et l'UEMOA de 3,4 % par rapport à 2022, à 4,9 Mds EUR. Ce léger recul se justifie à la fois par une baisse des exportations (-3 %) et importations (-4 %) françaises. Les exportations de la France vers l'UEMOA s'élèvent à 3,6 Mds EUR 2023, dont 2/3 à destination de la Côte d'Ivoire et du Sénégal. Les importations françaises originaires de la zone s'établissent à 1,3 Md EUR, en provenance à 74 % de la Côte d'Ivoire (4^{ème} fournisseur en Afrique subsaharienne). L'excédent commercial de la France avec l'UEMOA enregistre également un léger repli (-2,2 %) à 2,3 Mds EUR, dont 41 % est porté par le Sénégal.

Les ventes françaises s'établissent à 3,6 Mds EUR en 2023, dont les deux tiers réalisées avec la Côte d'Ivoire et le Sénégal et portées en grande partie par les produits alimentaires et pharmaceutiques.

Les exportations françaises vers l'UEMOA affichent un léger repli, reflétant en particulier une baisse des ventes à l'égard de la moitié des pays de la zone.

D'après les Douanes françaises, les exportations de la France vers l'UEMOA représentent **3,6 Mds EUR en 2023**. Elles enregistrent un repli de 3 % par rapport à 2022 (soit -112 M EUR), reflétant particulièrement la baisse des exportations à destination du Burkina Faso (-48 M EUR à 321 M EUR), de la Côte d'Ivoire (-60 M EUR à 1,4 Md EUR), du Mali (-23 M EUR à 344 M EUR) et du Niger (-36 M EUR à 78 M EUR).

Bien que les exportations vers la Côte d'Ivoire enregistrent un repli **(-4,2 %)**, **le pays demeure le 1^{er} client de la France au sein de la zone**, destinataire de 38 % des ventes à destination de l'UEMOA. De même, **le Sénégal conserve la 2^{ème} place**, avec des exportations françaises qui s'établissent à près 1 Md EUR, soit 28 % des ventes vers l'UEMOA et en progression de 4,7 % (soit +45 M EUR) par rapport à 2022. Cette progression des ventes fait de France en 2023 le 1^{er} fournisseur du Sénégal, avec une part de marché de 12 %. A souligner également que la Bénin (+8 M EUR à 249 M EUR) et le Togo (+2 M EUR à 225 M EUR) sont les deux (seuls) autres pays vers lesquels les exportations françaises ont progressé en 2023. Quant aux exportations vers la Guinée-Bissau, elles sont restées quasi stables à 4,8 M EUR.

Les produits des industries agro-alimentaires demeurent le 1^{er} poste de ventes françaises à la zone, devant les préparations pharmaceutiques.

D'un point de vue "produit", le recul des exportations françaises s'explique en grande partie **par la baisse des ventes des principaux produits exportés vers l'UEMOA**. Il s'agit notamment des produits des industries agroalimentaires (17,8 % du total des exportations de l'UEMOA en 2023 ; -59 M EUR par rapport à 2022), des produits pharmaceutiques (13,2 % ; -23 M EUR), des

machines industrielles et agricoles (11,5 % ; -59 M EUR) ainsi que des produits agricoles (9,6 % ; -57 M EUR). Il convient toutefois de souligner la hausse des ventes de matériels de transport (4,5 % ; +44 M EUR), de produits informatiques, électroniques et optiques (8,5 % ; +36 M EUR) et d'équipements électriques et ménagers (8,1 % ; +34 M EUR), tirées notamment par les ventes à destination du Sénégal, du Bénin et du Togo.

L'UEMOA réceptionne trois quarts des exportations françaises vers la CEDEAO et un tiers de celles vers l'Afrique subsaharienne.

Les exportations de la France vers les pays de l'UEMOA représentent respectivement 76 % et 33 % de nos exportations vers la CEDEAO (4,8 Mds EUR) et l'Afrique subsaharienne (ASS, 11 Mds EUR). En outre, l'UEMOA abrite deux des trois premiers clients de la France en ASS, à savoir la Côte d'Ivoire (2^{ème}) et le Sénégal (3^{ème}), l'Afrique du Sud demeurant le 1^{er} client (1,8 Md EUR). A titre de comparaison, les ventes françaises vers l'UEMOA **sont largement supérieures à celles vers les pays de la CEMAC (1,7 Md EUR)**, mais restent toutefois très loin du niveau des exportations françaises vers l'Afrique du Nord (16,7 Mds EUR).

Les importations françaises s'élèvent à 1,3 Md EUR, principalement composées de produits agricoles et des industries agro-alimentaires et en provenance à près de 74 % de Côte d'Ivoire.

Les importations françaises vers l'UEMOA affichent également un léger repli, imputable essentiellement à la chute des achats d'hydrocarbures avec la Côte d'Ivoire.

Les importations françaises en provenance de l'UEMOA s'établissent à 1,3 Md EUR en 2022, **en recul de 4,4 % par rapport à 2021** (soit -61 M EUR). Cette baisse se justifie principalement par le repli des achats de la France en provenance de la Côte d'Ivoire (-57 M EUR à près d'1 Md EUR), en lien avec la diminution à zéro de nos achats de pétrole brut avec le pays (contre un niveau exceptionnel de 144 M EUR en 2021). En outre, les importations françaises en provenance de quatre autres pays de la zone sont également en baisse : depuis le Bénin (-5 M EUR à 12 M EUR), le Burkina Faso (-7 M EUR à 22 M EUR), le Sénégal (-15 M EUR à 76 M EUR) et le Togo (-5 M EUR à 43 M EUR). *A contrario*, nos achats avec la Guinée-Bissau (+0,1 M EUR à 0,2 M EUR), le Mali (+4 M EUR à 20 M EUR) et le Niger (+25 M EUR à 170 M EUR) ont progressé.

La Côte d'Ivoire demeure de loin le principal fournisseur de la France, à l'origine de 74 % des importations en provenance de l'UEMOA. **Le Niger demeure également le 2^{ème} fournisseur**, avec 13 % des importations françaises originaires de la zone.

Les produits agricoles et des industries agro-alimentaires constituent l'essentiel des importations françaises.

La baisse du niveau global des importations françaises originaires de l'UEMOA masque toutefois **la progression notable des achats de produits des industries agroalimentaires** (+95 M EUR à 553 M EUR), portées principalement par le cacao ivoirien (+81 M EUR), **ainsi que par des produits métallurgiques et métalliques** (+29 M EUR à 183 M EUR), essentiellement du Niger (+25 M EUR à 168 M EUR) et, dans une moindre mesure, du Mali (+4 M EUR à 13 M EUR), justifiant

ainsi la hausse des importations françaises en provenance de ces 2 pays. Par ailleurs, outre la diminution drastique des achats d'hydrocarbures, en particulier de produits pétroliers (-164 M EUR à l'échelle de l'UEMOA), on peut relever la légère baisse des importations françaises de produits agricoles (-11 M EUR à 558 M EUR).

Ainsi, les importations françaises en provenance de l'UEMOA restent essentiellement composées de produits de l'agriculture (42 % des achats français dans l'Union) **et des industries agroalimentaires** (41 %), principalement constitués par les produits du cacao, les fruits tropicaux et plantes à boissons. A noter que les produits métallurgiques et métalliques retrouvent la place de 3^{ème} poste d'importations (14 %), aidés par la chute des achats d'hydrocarbures.

L'UEMOA pèse pour 10 % des importations françaises originaires d'Afrique subsaharienne.

Les importations françaises en provenance de l'UEMOA représentent **10 % des flux en valeur** en provenance d'ASS et **21 % de la CEDEAO (70 % des achats français à cette zone proviennent du Nigéria, principalement des hydrocarbures)**. A noter que la Côte d'Ivoire occupe le 4^{ème} rang parmi les fournisseurs de la France en ASS, devancé par le Nigéria (4,4 Mds EUR), l'Angola (1,7 Md EUR) et l'Afrique du Sud (1,5 Md EUR).

La balance commerciale demeure positive pour la France, avec toutefois un excédent en léger recul.

Excepté le Niger (-92 M EUR), la France enregistre un excédent commercial avec tous les pays de l'UEMOA. Ainsi, au niveau régional, cet excédent s'élève à près de 2,3 Mds EUR, soit un repli de 2,2 % par rapport à 2022. L'excédent le plus important (937 M EUR ; soit 41 %) a été réalisé avec le Sénégal. A noter également qu'il s'agit du 1^{er} excédent commercial de la France en Afrique subsaharienne et du 9^{ème} à l'échelle mondiale (11^{ème} l'an dernier). La Côte d'Ivoire et le Mali suivent avec, respectivement, des excédents de 370 M EUR et 324 M EUR, soit les 2^{ème} et 4^{ème} en Afrique subsaharienne. A noter que le déficit commercial avec le Niger s'est creusé en 2023 (-62 M EUR) alors que l'excédent avec le Sénégal s'est amélioré (+60 M EUR).

Claude Koua

Attaché financier au SER d'Abidjan

Quel modèle énergétique pour les pays d'Afrique de l'Ouest ?

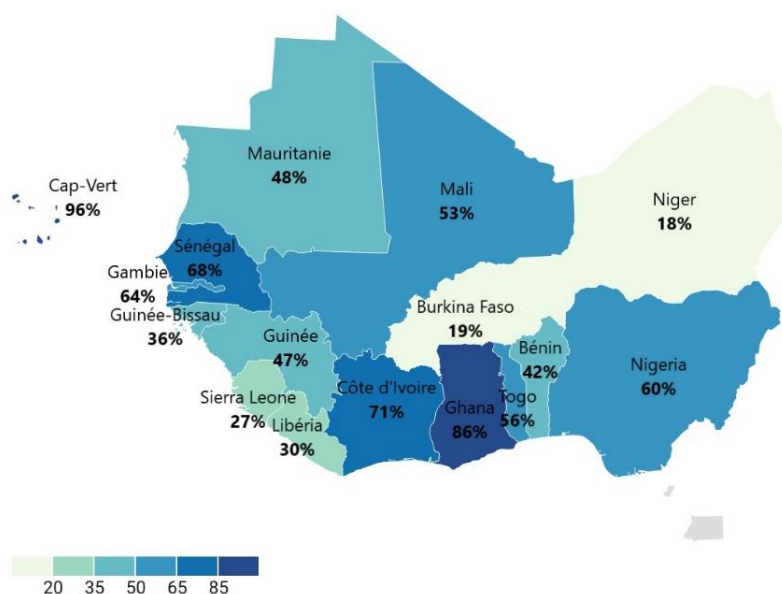
L'électrification universelle reste un défi majeur en Afrique de l'Ouest, notamment en zone rurale, accentué par les besoins croissants en énergie de la région. Les projets menés dans le cadre du Système d'échanges d'énergie électrique ouest-africain (EEEOA) pour intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité doivent y répondre. Si les récentes découvertes d'hydrocarbures pourraient permettre d'accélérer l'accès universel à l'électricité, l'Afrique de l'Ouest souhaite dans le même temps réduire sa dépendance aux énergies fossiles dans la production électrique et poursuivre sa transition énergétique. Elle pourra pour ce faire jouir de son potentiel en énergies renouvelables (solaire, hydraulique), et il importe de valoriser au mieux le savoir-faire des entreprises françaises spécialistes du secteur présentes dans la région.

L'accès à l'électricité est un défi pour l'Afrique de l'Ouest, encore dépendante des énergies fossiles.

Un objectif d'électrification universelle encore lointain pour la plupart des pays.

En 2021, le taux d'accès à l'électricité était de 51,3 % en moyenne dans les pays d'Afrique de l'Ouest, allant de 18,7 % au Niger et 19,0 % au Burkina Faso à 93,7 % au Cap-Vert et 86,3 % au Ghana, soit largement en deçà de la moyenne mondiale (91,4 %). En 2011, ce taux était de 37,1 %, les pays ayant connu la plus forte progression durant la décennie étant le Liberia, la Guinée-Bissau et la Sierra Leone.

Taux d'accès à l'électricité en Afrique de l'Ouest (% de la population) en 2021 - Données Banque mondiale

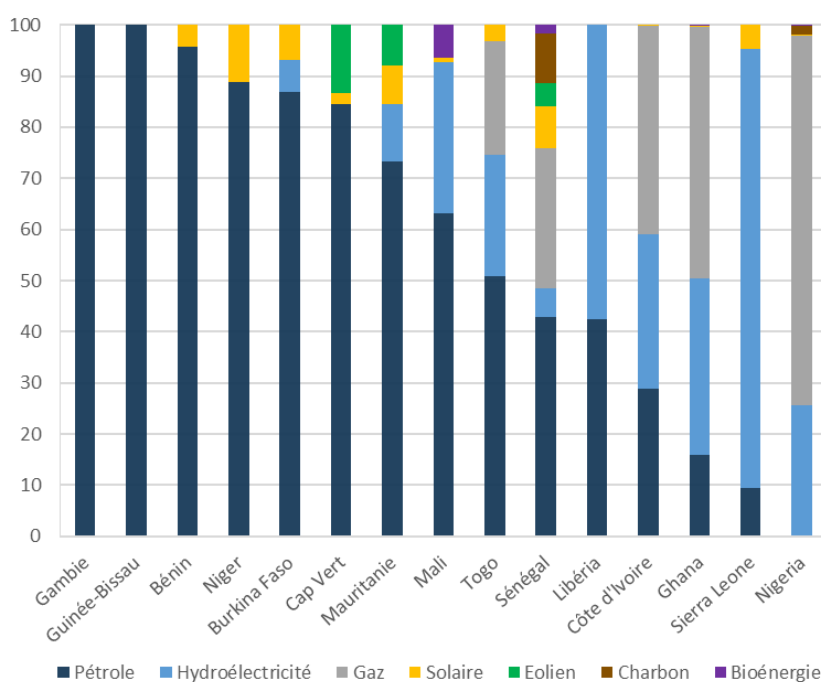


Des disparités géographiques s'observent au sein des pays, avec un taux d'accès à l'électricité en zone rurale largement inférieur à celui des zones urbaines. Au Mali par exemple, alors que le taux d'accès était de 97 % en zone urbaine en 2021, il ne s'élevait qu'à 18 % en zone rurale. De fait, l'électrification rurale est une priorité des pays de la zone pour parvenir à leur objectif d'électrification universelle.

Des économies qui dépendent des énergies fossiles mais qui restent peu polluantes à l'échelle mondiale.

En 2021, le gaz naturel était la première source de production d'électricité (42 %) dans la CEDEAO, suivi par les produits pétroliers (37 %) et l'hydroélectricité (19 %). Le solaire photovoltaïque représentait 1 % de la production. Au Sénégal, les énergies fossiles, notamment le fioul lourd, représentaient 71 % de la capacité totale installée du pays en 2022. Au Nigéria, 78 % de l'électricité du réseau national provient du gaz naturel.

Part de l'énergie produite par source en 2021 (%) - Données Ember & Energie Institute



Malgré cette dépendance aux énergies fossiles, les pays de la zone restent des émetteurs de gaz à effet de serre (GES) modestes à l'échelle mondiale. Les pays de la CEDEAO ne représentent en effet que 1,8 % des émissions mondiales de GES. Les économies d'Afrique de l'Ouest sont toutefois parmi les plus vulnérables au changement climatique et cherchent de fait à verdir leur mix énergétique conformément à l'Accord de Paris.

Des initiatives pour assurer un approvisionnement en électricité régulier, fiable et à faible coût.

A l'échelle régionale, le **Système d'échange d'énergie électrique ouest-africain (WAPP)** a été créé en 1999. Il regroupe tous les pays de la CEDEAO sauf le Cap-Vert et a pour ambition d'intégrer les réseaux électriques nationaux dans un marché régional unifié de l'électricité. Ce marché doit assurer un approvisionnement en électricité stable, fiable, plus écologique et à des coûts abordables en diminuant d'un tiers à un quart le coût moyen de production d'électricité. Le WAPP prévoit 36,4 Md USD d'investissements dans le cadre du Plan directeur de la CEDEAO pour le développement des moyens régionaux de production et de transport d'énergie électrique 2019-2033.

Des infrastructures de production et de transport d'énergie électrique ont dans ce cadre **déjà été réalisées**, telles que la ligne entre Ferkessédougou (Côte d'Ivoire) et Sikasso (Mali) en 2015 ou l'interconnexion de 200 km de ligne haute tension (HT) entre Ouagadougou (Burkina) et Bolgatanga (Ghana) en 2018, réalisée par les équipes d'Eiffage Energie Systèmes et financée par l'AFD, la BEI et la Banque Mondiale. D'autres projets sont en cours, dont la "dorsale nord", financée par l'AFD, une ligne HT (330 kV) de 832 km entre le Nigéria, le Niger, le Burkina Faso, le Togo et le Bénin ainsi qu'une ligne HT (225 kV) de 1 357 km pour connecter les réseaux nationaux de la Côte d'Ivoire, du Libéria, de la Sierra Leone et de la Guinée (CLSG).

Au niveau sous-régional, l'Organisation pour la mise en valeur du fleuve Sénégal (OMVS) **portée par le Mali, la Mauritanie, le Sénégal et la Guinée, a construit trois centrales hydroélectriques au Mali**. Le productible annuel moyen de l'OMVS est ainsi passé de 1 150 à 1 757 GWh. D'autres barrages pourraient voir le jour à Koukoutamba (Guinée) et Goubassi (frontière sénégal-malienne), avec des puissances installées de 300 MW et 18 MW. L'Organisation pour la **mise en valeur du fleuve Gambie (OMVG) a démarré en 2017 le projet Energie** qui doit renforcer l'intégration régionale en exploitant les ressources **hydroélectriques des pays membres (Sénégal, Gambie, Guinée, Guinée-Bissau)**. Il comprend (i) la construction d'un réseau d'interconnexion de lignes HT (225kV) de 1 677 km reliant les réseaux électriques des Etats quasiment achevée et (ii) la construction par Vinci Construction d'un barrage hydroélectrique de 128 MW à Sambangalou, retardé dans sa réalisation. Les entreprises françaises (Vinci Énergies et Construction, Eiffage Énergie) participent largement à ces projets d'envergure.

Perspectives et défis pour le modèle énergétique en Afrique de l'Ouest : répondre à une demande exponentielle en énergie tout en prenant en compte les enjeux climatiques.

Répondre à des besoins croissants en électricité : un défi majeur pour les années à venir.

L'Afrique de l'Ouest est en tête des zones à forte **augmentation de la consommation d'électricité à travers le monde**, une tendance qui résulte des besoins d'électrification pour son développement et de sa croissance démographique (800 M d'habitants d'ici 2050 contre 447 M actuellement). Ainsi, la demande en énergie électrique de la CEDEAO qui était de 21,3 GW en 2022 contre 15,3 GW en 2018, devrait s'établir à 26,8 GW en 2025.

Les découvertes importantes de gaz et de pétrole dans plusieurs pays de l'UEMOA et les nouveaux projets d'infrastructures gazières pourraient améliorer la sécurité énergétique de l'Afrique de l'Ouest.

Les découvertes substantielles de gisements pétro-gaziers dans plusieurs pays d'Afrique de l'Ouest pourraient contribuer à améliorer l'accès des populations à l'électricité. Peuvent être citées les découvertes des gisements de Calao et de Baleine en Côte d'Ivoire, de Bir Allah en Mauritanie, de Sangomar au Sénégal ou encore de Kafra au Niger. Au Sénégal, le gaz de Yakaar-Téranga devrait venir alimenter quatre centrales électriques et ainsi contribuer à diminuer le prix de l'électricité, tandis que celui de Grand Tortue Ahmeyim (GTA) dans les eaux sénégal-mauritaniennes, destiné à l'export, répond davantage à des prérogatives économiques que sociales. **Le potentiel des réserves de gaz du Nigéria, principal producteur pétro-gazier d'Afrique sub-saharienne, est également suffisant pour assurer l'approvisionnement en électricité en Afrique de l'Ouest, à condition que de nouvelles centrales thermiques au gaz soient construites et que le gaz soit extrait en quantité suffisante.** Ses réserves, encore sous-exploitées (production de gaz naturel de 40,4 Mds m³ en 2022), sont estimées à 5 848 Mds m³. **Ces réserves de gaz ont motivé les projets du gazoduc sous-marin Nigéria-Maroc et du gazoduc Nigéria-Algérie (NIGAL)** qui permettraient d'alimenter en gaz les pays de la région et l'Europe. Si le premier a des chances de s'accélérer en 2024 à la suite de la fin des études de faisabilité et d'ingénierie, le second semble plus que jamais compromis eu égard à la sortie du Mali, du Niger et du Burkina Faso de la CEDEAO.

Néanmoins, l'Afrique de l'Ouest doit aussi répondre au défi de la transition énergétique, et dispose pour cela d'un potentiel unique en matière d'énergie solaire et hydraulique qui reste à exploiter.

La CEDEAO s'est fixée pour objectif d'atteindre 48 % d'énergie renouvelable dans le mix électrique à l'horizon 2030, contre 20 % en 2021, bien que l'électricité ne représente que 7 % de sa consommation finale d'énergie. Les niveaux d'ensoleillement particulièrement élevés en Afrique de l'Ouest et notamment dans les zones septentrionales (Mali, Burkina Faso, Niger) peuvent permettre d'atteindre ces objectifs en exploitant le potentiel de l'énergie solaire, estimé à 37,5 GW. Cependant, l'Afrique de l'Ouest n'a pas encore pu tirer pleinement parti de la baisse des coûts des technologies photovoltaïques ni attirer des investissements pour un déploiement à grande échelle. En cause notamment, des entreprises nationales du secteur de l'énergie qui manquent de capacités techniques et financières et d'incitations de la part des Etats. Dans certains pays, elles demeurent peu enclines à étendre leur réseau d'énergie solaire et préfèrent s'appuyer sur les sources d'énergies conventionnelles qu'elles considèrent comme le choix le plus sûr. Les capacités hydroélectriques en Guinée, Côte d'Ivoire, Nigéria, Sierra Leone et au Libéria (potentiel estimé à 25 GW), sont quant à elles encore largement inexploitées.

Plusieurs initiatives sont toutefois à l'œuvre **pour développer le solaire**. En 2022, la Banque mondiale a approuvé un financement de 311 M USD au titre de son Projet régional d'intervention urgente dans le secteur de l'énergie solaire (RESPITE), qui seront utilisés au Libéria, en Sierra Leone, au Tchad et au Togo. Il comprend une subvention de 20 M USD pour renforcer les capacités institutionnelles et techniques du WAPP. Le projet doit permettre d'augmenter la capacité d'énergies renouvelables connectées au réseau et de renforcer l'intégration régionale en finançant l'installation et l'exploitation de 106 MW d'énergie solaire photovoltaïque avec des systèmes de stockage par batterie, et l'expansion de 41 MW de

capacité hydroélectrique. Au Nigéria le gouvernement recherche une solution de mini centrales hydrauliques pour exploiter le potentiel des bras du fleuve Niger.

Au Sénégal, un Partenariat pour une transition énergétique juste (JETP) a été conclu en 2023 avec plusieurs partenaires clefs dont la France, l'Allemagne, l'UE et le Canada, pour éviter que les récentes découvertes d'hydrocarbures **et la stratégie du gas-to-power des autorités** n'entravent le développement des énergies renouvelables. Dans ce cadre, le Sénégal, dont la part d'énergie renouvelable dans la capacité totale de production installée s'élève aujourd'hui à 30 %, s'engage à porter ce taux à 40 % à horizon 2030. Pour soutenir le pays, 2,5 Md EUR de financement sous 3 à 5 ans devraient être mobilisés. La France s'est engagée à apporter 530 M EUR, répartis entre des garanties (250 M EUR) et des prêts concessionnels (280 M EUR).

Particularité dans la région, le Ghana prévoit la construction d'une centrale nucléaire d'ici **2030-2035** avec l'objectif de porter le taux de production d'électricité d'origine nucléaire à un tiers de son mix électrique d'ici 2050. D'ici décembre 2024, les autorités ghanéennes choisiront leur partenaire international qui construira et exploitera la centrale. La France est en lice avec EDF, qui pourrait y construire un réacteur EPR 1200 ou un réacteur SMR.

Opportunités pour les entreprises françaises.

Bien que la France n'accorde plus depuis 2023 de garanties export pour la chaîne de valeur **des hydrocarbures, sauf rares exceptions, ses entreprises restent actives dans le secteur.** Au Sénégal, si l'exploitation des ressources *offshores* sera majoritairement assurée par les groupes pétroliers anglo-saxons (BP, Kosmos, Woodside), les entreprises françaises, principalement des grands groupes et ETI comme Eiffage Marine (brise-lames géant), Technip Energie (unité flottante de production, de stockage et de déchargement) ou Schlumberger (forages), réalisent plusieurs contrats de sous-traitance. Au Nigéria, la présence de Total Energies pour l'exploitation et plus généralement l'importance du secteur pétro-gazier continue d'offrir des opportunités de contrats de sous-traitance pour les entreprises de maintenance telles que Spie, Vinci Energie ou Ponticelli.

Les entreprises françaises peuvent également se positionner sur des projets d'énergies renouvelables pour accompagner les pays de la CEDEAO dans leur transition énergétique. Au Togo, Meridiam a remporté fin 2023 un contrat pour construire et exploiter la deuxième centrale solaire du pays. En Mauritanie, un prêt du Trésor de 30 à 40 M EUR devrait être accordé dans le cadre d'un projet d'hybridation des centrales thermiques réalisé par Ausar Energy, qui permettrait de coupler l'activité thermique avec une production d'énergie renouvelable. Au Sénégal, plusieurs FASEP ont financé des démonstrateurs de technologies solaires et Meridiam exploite en PPP 4 centrales solaires d'une capacité installée totale de 120 MW (49 % de la puissance installée en solaire en 2022), alors que 3 PME françaises sont en train de finaliser la pose de 165 000 lampadaires solaires. Au Nigéria, des projets FASEP sont lancés par le Trésor dans l'Etat d'Oyo avec l'entreprise Fonroche pour l'éclairage solaire de zones agricoles ainsi que dans l'Etat d'Abia avec Schneider Electric pour l'installation de systèmes solaires *off-grid*. Dans le domaine hydraulique OS Energie est présente en Côte d'Ivoire et prospecte le marché nigérian.

Au Sénégal, les financements apportés dans le cadre du JETP pourront bénéficier aux entreprises françaises, déjà très présentes dans le secteur de l'énergie renouvelable. Les projets de production d'énergies renouvelables, de stockage, d'extension et modernisation des réseaux électriques qui s'inscrivent dans le cadre du JETP sont ouverts aux financements export (prêts du Trésor et crédits-export) et de l'AFD.

[Iris Guiberteau](#) et [Ambroise Gouze](#)

Attachés sectoriels au SE de Dakar et au SER d'Abuja

Le projet de marché carbone régional standardisé de la CEDEAO : défis et opportunités

Au cours de la dernière décennie, seulement 1,8 % des émissions de gaz à effet de serre provenaient d'Afrique de l'Ouest. Pourtant, c'est une des régions les plus vulnérables au changement climatique. Dans le même temps, entre 2010 et mai 2023, la région n'a représenté que 9 % des crédits carbone volontaires émis en Afrique, soit trois fois moins de crédits carbone émis que le Kenya à lui seul. Ce retard ouest-africain s'explique notamment par un cadre juridique peu favorable, un manque de connaissance des instruments financiers verts et une asymétrie d'information entre vendeurs et acheteurs de crédits carbone.

Consciente de l'opportunité qu'offre la mise en place d'un marché carbone régional, la CEDEAO s'est engagée dans ce projet ambitieux, avec un calendrier qui s'étalera sur l'année 2024. Des consultations avec diverses parties prenantes sont en cours, suivies d'une étude de faisabilité et de réunions d'experts. Si le projet est validé, il sera présenté aux ministres de l'Environnement et des Affaires étrangères en juin 2024, puis aux chefs d'État et de Gouvernement à la fin de l'année.

La CEDEAO envisage de créer le premier marché carbone régional standardisé pour contribuer à la réalisation des contributions déterminées au niveau national (CDN)¹ des Etats membres, répondre aux défis climatiques en Afrique de l'Ouest, et financer ses projets durables pour une transition décarbonée de son économie.

Face aux défis climatiques, un marché carbone régional présenterait des avantages certains, pour le financement de projets d'adaptation et d'atténuation ou de captation ; des initiatives sont déjà à l'œuvre.

L'augmentation des gaz à effets de serre a des conséquences multisectorielles en Afrique de l'Ouest.

L'augmentation des gaz à effet de serre a des conséquences graves et variées en Afrique de l'Ouest. Dans le secteur agricole, les rendements des cultures pourraient chuter de 12 à 30 % d'ici 2050, ce qui affectera également l'élevage pastoral et transhumant, avec des tensions entre communautés et des déplacements population. Les secteurs hydrique et énergétique subissent aussi une forte pression sur les ressources, avec une diminution des débits de cours d'eau pouvant aller de 20 à 40 % d'ici 2050, alors même que la production hydroélectrique

¹ CDN : plans d'action climatiques nationaux visant à réduire les émissions et à s'adapter aux effets des changements climatiques ; chaque partie à l'accord de Paris est tenue d'établir une CDN et de la mettre à jour tous les cinq ans.

représente actuellement 17 % de l'électricité en Afrique. A l'inverse, les précipitations intenses dans les régions arides ont causé des dommages environnementaux coûteux, avec des coûts estimés à 850 M USD pour les inondations pluviales et 555 M USD pour les inondations fluviales en 2017. L'élévation du niveau de la mer est aussi une menace sur les zones côtières, concentrant les activités économiques principales de la région. Les transports et les infrastructures routières ouest-africaines sont également impactés par les aléas climatiques, entraînant des dommages estimés à plus de 4,4 Md USD entre 2005 et 2020, avec des coûts de réparation et de maintenance en hausse en raison des nouveaux défis climatiques.

Un marché carbone standardisé à l'échelle ouest-africaine présenterait dès lors plusieurs avantages.

La finance carbone générée par ce projet de marché carbone régional constituerait l'un des leviers pour la mise en œuvre des CDN des Etats membres, conformément à l'accord de Paris sur le climat. Les revenus issus du marché carbone régional favoriseraient en effet **le développement de projets durables, tout comme la création d'emplois dans des entreprises respectueuses de l'environnement**. La "*Brazilian Initiative*" aurait ainsi permis la création de plus d'un million d'emplois au Brésil liés à la protection de la forêt et de la faune.

L'existence d'un marché carbone régional serait par ailleurs essentielle pour **assurer la transparence et l'intégrité des crédits carbone**, et permettrait d'éviter les scandales récents comme la surévaluation des crédits carbone des projets de fours améliorés en Afrique de l'Ouest.

Certaines initiatives, publiques comme privées, mettent d'ores et déjà en place un cadre de coopération continental et régional, mais celles-ci présentent toutefois des limites.

L'Initiative pour les marchés carbone en Afrique (ACMI), lancée lors de la COP27 en Égypte (2022) par une coalition d'ONG et la Commission économique pour l'Afrique des Nations unies, vise à augmenter l'offre et la demande de crédits carbone africains. Cependant, elle rencontre des problèmes de divergences d'intérêts entre pays et de méthodes de coopération **internationale au sein du continent africain**.

L'Alliance ouest-africaine sur les marchés carbone et le financement du climat (WAA), créée lors de l'Africa Carbon Forum de 2017 à Cotonou, renforce les capacités des pays de la région (CEDEAO + Mauritanie), mais **son impact est limité en raison de son caractère informel et l'absence de mandat réglementaire**.

La CEDEAO prévoit ainsi la mise en place d'un marché carbone régional hautement ambitieux, selon une méthode d'harmonisation ascendante.

Certains pays membres de la CEDEAO réfléchissent d'ores et déjà à un marché carbone à l'échelle nationale et à un renforcement de capacités dans ce domaine.

Représentant les deux tiers du PIB de la CEDEAO, le Nigeria a un poids significatif dans les négociations pour un marché carbone régional standardisé, en raison de son industrie

pétrolière et gazière, ce qui en fait un important émetteur de gaz à effet de serre. Sa participation aux négociations est donc cruciale pour réduire les émissions régionales. Le Conseil national sur le changement climatique du Nigeria (NCCC) travaille actuellement sur la formalisation d'un marché carbone national, prévu d'être mis en œuvre d'ici la fin de l'année 2024, incluant les mécanismes de l'article 6 de l'accord de Paris et les crédits carbone volontaires.

La Côte d'Ivoire travaille aussi sur une réglementation, en cours de validation, couvrant les mécanismes de l'article 6 et les marchés volontaires du carbone. Des initiatives existent d'ores et déjà, comme le projet "Paiement des réductions d'émissions – PRE" dans le Parc de Taï, ou le projet porté par la société française Adryada, intitulé "Karidja", et ciblant la réhabilitation de 70 000 hectares de forêt.

Le Ghana, qui travaille sur une législation pour réglementer la production de crédits carbone, est un modèle régional dans ce domaine, avec des bureaux dédiés (Bureau du marché du carbone du Ghana, CMO ; Registre du carbone du Ghana, CGR) et des partenariats internationaux pour le transfert de résultats d'atténuation ou "ITMO"² (avec la Suisse, Singapour, la Suède, etc.).

Le Sénégal, avec le soutien financier de la Banque mondiale, travaille sur l'élaboration d'une feuille de route pour la taxe carbone avec un accompagnement à l'accès des marchés internationaux du carbone. Un renforcement des capacités des agents publics est également mis en place pour que ceux-ci s'approprient les mécanismes de l'article 6 de l'accord de Paris. Le Sénégal a également passé des accords avec la Suisse pour vendre des ITMO.

Faisant le constat de ces initiatives, la CEDEAO entend mettre en place une harmonisation selon un calendrier ambitieux, tout en suivant une méthode ascendante.

Le marché régional standardisé de crédits carbone de la CEDEAO ambitionne d'être le premier marché carbone africain, aligné sur les normes internationales de réduction des émissions de CO₂. Dans le cadre de la Stratégie régionale climat et du Plan d'action 2022-2030, la CEDEAO vise à renforcer les capacités des États membres, promouvant le dialogue politique et technique pour faciliter la coopération. La CEDEAO cherche également à harmoniser le cadre réglementaire et à établir une taxonomie commune pour identifier les projets éligibles, tels que la cuisson propre, l'eau, les forêts et les énergies renouvelables.

La gouvernance de ce marché régional envisage de se doter d'un registre central pour enregistrer les transactions. Chaque pays hébergeant des projets avec des ITMO émettrait une lettre d'approbation centralisée à une autorité régionale pour assurer la cohérence et l'intégrité des émissions. Le marché serait géré par une entité privée pour l'efficacité opérationnelle, mais supervisé publiquement pour des raisons de transparence, les États conserveraient la propriété du marché.

Après la régionalisation de la gouvernance, la CEDEAO pourra définir sa politique tarifaire, par type de projet éligible. Un système de prix permettant de tirer les prix par le haut (systèmes d'enchères sur des transactions spécifiques, par exemple) est envisagé. Ce système se justifierait par une offre de crédits carbone plus vertueux, et donc plus qualitatifs.

Concernant la certification, la CEDEAO examine la possibilité d'avoir un organisme africain pour accompagner le marché. Elle devra également garantir l'efficacité des réductions

² L'article 6.2 de l'accord de Paris, permet aux pays d'échanger entre eux des réductions et des compensations d'émissions de CO₂ par le biais d'accords bilatéraux ou multilatéraux. Les crédits échangés sont appelés résultats d'atténuation transférés au niveau international (ITMO).

d'émissions de CO2 pour éviter les crédits fantômes, avec la création d'un Comité consultatif scientifique dédié.

Si des risques existent à l'heure de développer un nouveau marché carbone, ceux-ci pourraient être atténués par des efforts de sensibilisation et par les mécanismes propres au marché.

Des efforts de sensibilisation pourraient contribuer à dépasser les réticences nationales et locales.

Certains gouvernements ont une conception erronée des mécanismes du marché carbone, voyant ainsi un moyen de lever des recettes publiques. Cependant, l'objectif principal d'un marché carbone régional standardisé est de créer de la liquidité en établissant des normes claires et uniformes, ce qui dynamiserait les économies nationales, favoriserait l'innovation, et encouragerait la transition vers une économie plus durable. **La sensibilisation de la CEDEAO** en ce sens a permis de réduire l'essentiel des oppositions venant des Etats.

Une mauvaise sensibilisation aux avantages d'un marché carbone régional peut par ailleurs entraîner des externalités négatives pour les communautés locales, confrontées à une asymétrie d'informations avec les entreprises et les investisseurs traditionnels. Pour remédier à cela, **le projet de règlement de la CEDEAO pourrait financer des projets communautaires grâce aux fonds levés sur le marché régional**. De plus, **il est prévu que les porteurs de projet puissent bénéficier de 70 à 80 % de la valeur des futurs crédits carbone**, contre seulement 5 à 10 % pour les intermédiaires financiers – dont la part actuelle est de 50 à 80 % en Afrique.

Les mécanismes d'un marché régional standardisé devraient attirer les acheteurs et vendeurs de crédits carbone, tout en favorisant la stabilité des prix.

Le risque d'une faible participation des acteurs sur ce nouveau marché africain pourrait être écarté par une gouvernance transparente et encadrée, afin de favoriser la confiance des agents économiques.

Le **risque de la volatilité des prix du carbone** pourrait être atténué par une meilleure qualité des crédits carbone et son contrôle rigoureux. Cela favoriserait une forte demande, stimulant les prix. De manière complémentaire, la réduction des coûts de transaction du marché devrait augmenter les bénéfices des porteurs de projets.

Le projet de la CEDEAO d'un marché carbone régional standardisé représente donc des opportunités de coopération et d'affaires pour la France.

La France pourrait nouer un partenariat de coopération avec la CEDEAO pour la mise en œuvre de son marché carbone standardisé.

La CEDEAO a demandé un appui institutionnel et technique de la France pour le développement du marché du carbone régional. Des discussions entre les SER (d'Abidjan et d'Abuja) et la Commission de la CEDEAO sont prévues pour examiner les détails de cet appui institutionnel et technique.

Le projet de mise en place d'un marché carbone standardisé en Afrique de l'Ouest présente enfin des opportunités d'affaires pour la France.

L'Afrique de l'Ouest offre un grand potentiel en énergies renouvelables, telles que le solaire, l'éolien et l'hydraulique, créant ainsi des opportunités d'investissement. Engie s'est déjà engagée dans ce domaine, annonçant en mars 2023 son intention de générer des crédits carbone avec ses kits solaires en Afrique. Ces crédits seront commercialisés sur un marché estimé à 2 Md USD.

La transition vers des énergies propres nécessite également des progrès technologiques, offrant aux entreprises françaises l'occasion de développer des solutions innovantes adaptées à la région.

Les pays africains pourraient mobiliser jusqu'à 6 Md USD par an sur les marchés du carbone. Outre l'entrée d'argent que la finance carbone représente pour les Etats, elle est aussi une incitation pour les entreprises à s'impliquer en matière de réduction des émissions de CO₂. Le projet de la CEDEAO pourrait permettre de valider les initiatives écologiques africaines en faveur du climat dans le monde, d'attirer des investisseurs et des partenaires, et favoriser la coopération internationale pour financer des projets durables.

Vous pouvez consulter une version approfondie de cette note sur [le site internet de la DG Trésor](#).

Leïla Vallée-Mellouk et Martin Folliasson

Conseillère régionale Développement durable au SER d'Abidjan

Attaché financier au SER d'Abuja

Projet d'autoroute Abidjan – Lagos

Le continent africain est un espace hétérogène et fragmenté. L'intégration régionale représente l'un des grands défis de l'agenda du développement ouest-africain. Dans cette optique, la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigéria ont pour projet de construire une autoroute les reliant, longue de plus de 1 000 kilomètres. Situé sur un corridor économique majeur en Afrique de l'Ouest, ce futur axe routier vise à améliorer les conditions de déplacement des populations, favoriser les échanges de marchandises, stimuler la croissance et les investissements et ainsi faciliter la mise en œuvre effective de la Zone de libre-échange continentale africaine (ZLECAF).

Le projet routier répond à un enjeu d'intégration économique de la sous-région.

L'augmentation des gaz à effets de serre a des conséquences multisectorielles en Afrique de l'Ouest.

Malgré des épisodes de libéralisation du commerce au cours des trois dernières décennies, notamment grâce à la création d'un marché commun et d'une zone de libre-échange au sein de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), l'intégration régionale peine à progresser. Plusieurs facteurs sont à l'origine de ce constat : la structure de la base productive, la présence de barrières non tarifaires et autres frictions aux frontières, la mauvaise qualité des infrastructures et des services de transport à l'origine de coûts de transport importants, le taux élevé d'informalité et l'augmentation des conflits qui ont affecté la région ces dernières années. Par ailleurs, le réseau de transport ouest-africain a été façonné lors de la colonisation pour répondre aux besoins d'exportations de ressources brutes vers l'extérieur. Il en résulte des corridors intrarégionaux sous-optimaux.

L'objectif d'un projet transfrontalier d'ampleur comme celui d'une autoroute reliant **Abidjan à Lagos est de contribuer à une intégration économique régionale à la fois forte, inclusive et durable** pour l'Afrique de l'Ouest, en commençant par les échanges entre la Côte d'Ivoire, le Ghana, le Togo, le Bénin et le Nigéria. Le projet routier Abidjan – Lagos est un important corridor régional de commerce et de transport pour assurer la jonction entre des villes majeures sur le plan économique en Afrique de l'Ouest à savoir Abidjan, Accra, Cotonou, Lomé et Lagos. L'axe Abidjan-Lagos concentre près de 75 % des activités commerciales ouest-africaines. Il permettra également de densifier les échanges et l'intégration des pays de l'hinterland en leur offrant un accès portuaire maritime (Burkina Faso, Mali, Niger et Tchad) grâce à sa jonction avec d'autres corridors le long de l'axe Nord-Sud.

L'autoroute figure parmi les 16 projets du plan d'actions prioritaires du Programme pour le **développement des infrastructures en Afrique (PIDA), initiative continentale dont la Banque africaine de développement assure la mise en œuvre**. Le projet s'inscrit également dans la vision 2050 de la CEDEAO et la poursuite de l'objectif de faire de l'Afrique de l'Ouest une "région économique pleinement intégrée et interconnectée". Le projet pourra engendrer de multiples retombées économiques et sociales telles que i) la réduction des coûts de transport, ii) l'accroissement du trafic et de la vitesse de circulation des biens et des personnes,

iii) le développement des activités économiques sur des marchés extérieurs pour les entreprises et iv) l'amélioration des conditions de vie des populations.

Une nécessaire coordination des acteurs à l'échelle sous-régionale pour assurer le financement et la mise en place du projet.

Le projet de construction de cette autoroute transfrontalière trouve son origine en 2013, en marge de la Conférence des chefs d'Etat et de gouvernement de la CEDEAO à Abuja, au cours de laquelle les gouvernements ivoirien, ghanéen, togolais, béninois et nigérian ont convenu de transformer le corridor Abidjan-Lagos en une autoroute transnationale.

Les communiqués de la BAD indiquent la construction de trois tronçons distincts traversant les cinq pays 295 kilomètres d'Abidjan (RCI) à Takoradi (Ghana), 466 kilomètres de Takoradi à Akanu (Ghana) et 320 kilomètres d'Akanu à Lagos (Nigéria). Huit postes frontières seront construits le long du corridor. Ce projet d'autoroute transafricaine (TAH n°7) s'inscrit dans un corridor plus large reliant Dakar (Sénégal) à Lagos (Nigéria). Elle rejoindra, à Lagos, les autoroutes transafricaines 2 et 8 reliant respectivement Alger (Algérie) et Mombasa (Kenya).

La construction de l'autoroute reliant Abidjan à Lagos est estimée à plus de 14 Mds EUR et sera financée par divers investisseurs publics, privés et multilatéraux. La Banque africaine de développement est le principal bailleur de ce projet. Elle a notamment déjà contribué aux prémices du projet, à hauteur de 22 M EUR, pour financer les études préparatoires. La CEDEAO et les pays membres ont mobilisé, à ce stade, 40 M EUR en dons et prêts. D'autres investisseurs interviennent dans le financement de l'infrastructure routière transfrontalière : Exim Bank Chine (91 M EUR pour l'autoroute de Bassam, Côte d'Ivoire), Standard Chartered Bank (280 M EUR pour le tronçon ghanéen), l'Union européenne, la Banque ouest-africaine de développement (BOAD), la Banque islamique de développement (BID), le Fonds pour l'environnement mondial (FEM), la Nigerians National Petroleum Company mais aussi les gouvernements nationaux. L'ONG TradeMark Africa, missionnée par le secrétariat de la ZLECAF, a mené des études de réplcation du corridor développé en Afrique de l'Est en Afrique subsaharienne, grâce à des subventions du Royaume-Uni (23 M EUR), permettant également de lancer des projets de facilitation des échanges commerciaux le long du corridor. L'Agence Française de Développement soutient également financièrement l'ONG dans le cadre de ce projet, à hauteur de 5 M EUR. Pour assurer la coordination transfrontalière du projet, un secrétariat a été constitué afin de superviser les études et chantiers de construction. A ce jour, une vingtaine de réunions préparatoires ont eu lieu, réunissant les ministères des transports et/ou de l'équipement routier des cinq états ouest-africains. La dernière s'est tenue à Abidjan en mars 2023 sous la direction du directeur de cabinet du ministre ivoirien de l'Equipement et de l'Entretien routier.

Etat des lieux de l'avancement du projet.

Il est difficile de dresser une estimation de l'avancement de la construction de l'autoroute, les travaux se faisant par sections au niveau national. En mars 2023, lors de la 18^{ème} réunion du Comité de pilotage sur ce projet de corridor, toutes les parties ont réaffirmé leur engagement à mener à bien les études en cours (50 % des études ont été effectuées à ce stade) afin d'accélérer le passage à la phase de réalisation des travaux.

A ce jour, plusieurs tronçons ont été réalisés :

- L'autoroute de Grand Bassam en Côte d'Ivoire a été ouverte à la circulation en avril 2022, permettant de désengorger la capitale économique et fluidifier la circulation. L'axe routier permet également i) de faciliter l'accès aux sites balnéaires voisins contribuant ainsi au développement d'une industrie touristique en Côte d'Ivoire et de ii) participer à l'essor de la zone franche de la biotechnologie et des technologies de l'information et de la communication installée à Grand-Bassam. Un péage a été ouvert en juin 2022 sur le tronçon.
- **L'axe Lomé-Cotonou (150 km) a été achevé fin 2022.** La première phase des travaux a été financée par un prêt de 58 M EUR et autant de don de la BAD pour l'aménagement de la section Pahou-Ouidah-Hillacondji au Bénin et la construction d'un poste de contrôle juxtaposé à la frontière entre le Togo et le Bénin. La deuxième phase, actuellement en cours (achevée à 80 %), est co-financée à hauteur de 174 M EUR par plusieurs partenaires tels que la BAD, l'Union européenne, la Banque ouest-africaine de développement (BOAD), la Banque islamique de développement (BID), le Fonds pour l'environnement mondial (FEM), l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA) et le gouvernement du Togo. Cette phase se concentre sur l'aménagement de la section Avépozo - Aného (30 km) en une autoroute à deux voies, complétant ainsi la portion togolaise du corridor. Elle comprend également des mesures de lutte contre l'érosion côtière au Togo et au Bénin.
- **L'axe nigérian Badagry - Lagos (65 km) est en cours.** Le tronçon est financé par crédit d'impôt à hauteur de 15 Md NGN (15 M EUR) par la compagnie pétrolière nationale Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC), dans le cadre du dispositif Federal Government Road Infrastructure Tax Credit (RITC). Si les travaux apparaissent avancés à proximité de la frontière béninoise (Seme) et au sortir de Lagos (Mile 2), seuls quelques tronçons intermédiaires ont à ce jour été bitumés et une seule voie a été construite. La route reste régulièrement impraticable en période de pluies.
- Concernant la partie ghanéenne de l'autoroute, qui représente plus du **50 % du corridor**, la construction pourrait débuter en 2024, sachant que la situation économique et financière du Ghana n'a pas permis d'avancées significatives sur le projet en 2023.

Priscille Ducrocq et Matisse Gauthier
Attachés sectoriels au SER d'Abidjan

NIGERIA

Face à la chute du naira et à l'inflation, la CBN prend une posture plus agressive pour stabiliser la situation macroéconomique.

Alors que le naira a perdu 35 % de sa valeur au marché officiel au cours du seul mois de janvier, la Banque centrale du Nigéria (CBN) a pris une série de mesures destinées à réformer le marché des changes et à restaurer la liquidité en devises étrangères. Les comités de politique monétaire de février et de mars, les premiers depuis le début du mandat Cardoso, ont décidé un resserrement vigoureux de la politique monétaire avec une hausse de 600 pb des taux directeurs. Ces mesures ont permis un léger redressement du naira mais ne seront efficaces qu'avec la poursuite d'une politique macroéconomique déterminée, permettant d'enrayer l'inflation record que subissent aujourd'hui des ménages largement paupérisés.

La première année du mandat de Bola Tinubu s'est traduire par une grande volatilité des changes.

Le mois de février a été marqué par l'effondrement de la monnaie nigériane, qui a perdu près de 60 % début 2024, pour atteindre à la fin du mois environ 2000 NGN fin pour 1 USD sur le marché officiel. La réforme de la politique de change conduite par la banque centrale au printemps 2023 avait pour objet de mettre fin au système de marchés de change parallèles au Nigéria, avec notamment un marché administré par la banque centrale à côté duquel évoluent des marchés informels. Alors que les taux de change s'étaient initialement rapprochés après une première dévaluation du taux de change officiel, l'écart grandissant à nouveau avait rapidement conduit à la résurgence de deux taux distincts. La dépréciation soudaine du naira au cours de derniers mois sur le marché opéré par la CBN est venue mettre un terme à cette situation. Cette convergence de fait des deux taux "officiel" et "parallèle" – alors que les cadres de la CBN soutiennent toujours que la "véritable" valeur du naira se situerait autour de 750 NGN pour 1 USD – suggèrent que la CBN n'avait plus tout-à-fait les moyens de sa politique de soutien au naira.

L'action de la banque centrale **a en effet été affaiblie en 2023 par une forte dégradation de la situation extérieure du Nigéria et de ses rentrées en devises étrangères.** Les entrées d'IDE ont chuté de 47 % par rapport à l'année précédente (millésime pourtant médiocre), tandis que les recettes pétrolières nettes se sont révélées inférieures de 36 % à la prévision budgétaire, stagnant à leur niveau de 2022 (une année déjà particulièrement sinistrée sur ce plan), malgré la suppression de la subvention au carburant.

Le Gouvernement nigérian s'est tourné vers les bailleurs internationaux, qui ne semblent pas en mesure d'apporter de solution dans les circonstances **actuelles**. En dépit des annonces rassurantes du ministre des Finances à la presse, la perspective d'un accord de financement avec la Banque mondiale (DPO de 1,5 Md USD) paraît s'éloigner. Si la situation semble n'avoir eu qu'un effet modéré sur le niveau des réserves de change (dont la transparence et le mode de calcul sont toutefois contestés), qui fluctue autour de 33 Md USD (soit environ sept mois d'importations), elle est toutefois suffisamment préoccupante pour avoir précipité un accord avec Afreximbank. La banque panafricaine a octroyé à l'Etat fédéral un prêt de 3,3 Md USD (dont 2,25 Md USD déboursés immédiatement), gagé par la NNPC sur le produit des ventes futures de pétrole.

La CBN a d'abord choisi de concentrer son action sur la réforme du marché des changes et à restaurer l'accès à la liquidité en dollars.

Les dysfonctionnements du marché des changes sont liés à la politique hétérodoxe du précédent gouverneur de Banque centrale, qui a mis en place un système contingenté destiné à favoriser certains pans de l'économie nigériane. Les différents marchés de change coexistant parallèlement sont en réalité identifiés de longue date comme étant tout à la fois source majeure de corruption, un obstacle à l'attraction d'investissements directs étrangers, et une cause de distorsion majeure de l'allocation des ressources. La réforme du système de change a jusqu'à présent concentré l'essentiel de l'attention de Yemi Cardoso, ancien de Citibank nommé banquier central peu après l'intronisation du **Président Tinubu**.

Depuis lors, la nouvelle équipe s'efforce de liquider l'ancien système, fondé sur un cours forcé, pour aller vers un marché transparent, reposant sur l'équilibre entre l'offre et la **demande**. Après une première tentative de libéralisation des cours (juin 2023), la CBN a levé l'interdiction d'accès au change qui s'appliquait auparavant à l'importation de 42 familles de produits (octobre 2023). Pour crédibiliser cette politique, la CBN s'est attelée à la résorption des arriérés ("*backlog*", expression désignant la demande de devises non satisfaite) qui s'étaient accumulés jusqu'à représenter 7 Md USD – un montant néanmoins révisé à la baisse après un audit indépendant. Fin mars, la CBN annonçait avoir remboursé l'ensemble des créances qu'elle reconnaissait.

Les réformes du marché des changes se heurtent toutefois aux difficultés d'accès aux liquidités en dollars. Récemment, la CBN a pris une série de trois mesures destinées à stimuler l'offre de dollars, dans l'espoir de renforcer la liquidité du marché des changes :

- **La première concerne la réglementation de la détention de devises par les établissements bancaires :** dans une circulaire publiée le 31 janvier, la CBN dispose que la position ouverte nette des banques (soit, approximativement, l'actif net en devises) ne peut dorénavant plus être positive, et qu'elle ne peut de plus excéder, en valeur absolue, 20 % des capitaux propres. Officiellement, il s'agit là de limiter l'exposition des banques aux fluctuations du change afin d'atténuer les risques pour le système financier, notamment dans le cas d'une appréciation future du naira. Plus vraisemblablement, il s'agit d'encourager la vente de dollars, que les établissements financiers avaient fini par thésauriser massivement en réaction à la dépréciation rapide et continue de la monnaie locale. Un délai de 24 heures a été accordé aux banques pour se conformer à ces limites.

- **Par ailleurs, la banque centrale a dans la foulée annoncé une revue des licences des organismes de change**, ainsi que de nouvelles restrictions pour les opérateurs de virements internationaux, obligés désormais de passer par le marché formel géré par la CBN.
- **Enfin, les autorités ont également annoncé leur projet de domicilier sur un compte détenu auprès de la CBN les recettes de la compagnie pétrolière nationale (NNPC)** issues de la vente de brut. La mesure, dont la légalité fait débat au sein de la classe politique, a pour objectif affiché de favoriser la transparence au sein de l'entreprise publique. Si elle est mise en œuvre, elle aura inévitablement pour conséquence de doper le nombre des dollars à disposition du banquier central.

Le durcissement de la politique monétaire semble encore trop timide.

L'inflation atteint au Nigéria le niveau record de **31,7 % en g.a. en février dernier, un plus haut depuis 27 ans**. Celle-ci accélère constamment depuis plus 12 mois, alimentée aussi par la dépréciation du naira qui génère de l'inflation importée. Le maintien d'une subvention de fait au carburant (le prix de l'essence est resté stable depuis l'été, alors que la monnaie locale a perdu près de la moitié de sa valeur entre temps), non budgétée, laisse craindre soit sa suppression pure et simple, soit son financement par des instruments monétaires, les deux alternatives augurant de conséquences fortement inflationnistes. Ces derniers mois ce sont surtout les prix de l'alimentation qui ont tiré l'inflation, en raison notamment de difficultés structurelles d'alimentation des marchés agricoles, avec des contraintes d'approvisionnement et un contexte d'insécurité défavorable aux récoltes.

La CBN a pris une série de mesures plus déterminées à partir du comité de politique monétaire de février pour durcir les conditions monétaires. Jusqu'alors la CBN s'était montrée relativement timide dans son action. Ainsi le taux d'intérêt directeur a été relevé à 18,75 % à l'été, mais est resté inchangé depuis. En février le Gouverneur Cardoso a réuni le premier comité de politique monétaire de son mandat. Il a surpris les attentes en décidant une hausse agressive de +400 pb de son taux directeur. La CBN a également relevé le taux de réserves obligatoires au taux record de 45 % (+1250 pb). Ce faisant, la banque centrale confirme explicitement adopter un cadre opérationnel ciblant l'inflation. Elle a ensuite poursuivi cette orientation en augmentant à nouveau son taux directeur de +200 pb le portant ainsi aujourd'hui à 24,75 %. La Banque resserre également le corridor asymétrique des taux des facilités marginales de prêt et de dépôt à +100/-300 autour du taux directeur, provoquant de fait une hausse du taux de la facilité marginale de dépôt. La CBN maintient par ailleurs le taux de réserve obligatoire à 45 % pour les banques de dépôts et augmente celui des banques d'investissement de 10 % à 14 %. Enfin, le taux de liquidité est maintenu à 30 %.

Cette politique a produit des premiers effets encourageants pour stabiliser le marché des changes, mais doit être poursuivie dans un contexte qui demeure très inflationniste. Le taux de change du naira s'est apprécié pour atteindre les 1350 NGN pour 1 dollar. Les réserves de change ont un peu augmenté (+300 M USD) en février grâce à des investissements en portefeuille attirés par le meilleur rendement des titres en nairas. L'inflation continue cependant d'accélérer, notamment sous l'effet des tensions structurelles sur les marchés alimentaires, lesquelles supposent des moyens d'intervention autres que monétaires. Dans

cette situation, les taux d'intérêts réels demeurent négatifs³ et la liquidité en nairas très abondante, la masse monétaire M2 ayant augmenté de 51 % sur l'année 2023. La banque centrale devrait continuer à éponger ses liquidités. Avançant à un rythme déterminé, elle pourrait cependant adopter une meilleure communication permettant un meilleur ancrage des anticipations. Les faibles entrées de devises liées à une production pétrolière qui peine à redémarrer peut susciter de nouvelles craintes sur la capacité de l'Etat fédéral à se financer. L'émission d'un eurobond annoncée prochainement sera un test clé à cet égard.

[Ludovic Lea](#)

Conseiller financier au SER d'Abuja

³ La dernière émission d'obligations à dix ans en monnaie locale, en juin dernier, présentait un coupon annuel de 14,9% – une rémunération assez proche de celle du trente-ans (15,7%). Le taux directeur de la politique monétaire est resté inchangé depuis l'été, à 18,75% – soit près de dix points de moins que le rythme annuel d'inflation. A titre de comparaison, les obligations en dollars apparaissent nettement plus attractives (rendement de 8,5%).

Le secteur de la santé au Nigéria

Le Nigéria affiche des indicateurs de santé médiocres. Les défaillances des infrastructures médicales, dues au sous-financement de l'Etat, et l'exil massif des professionnels du secteur, ne permettent pas de répondre aux besoins des populations. Ces insuffisances offrent des opportunités au secteur privé (notamment aux startups de la *Health Tech*). La présence française dispose d'une très large marge de renforcement.

Les indicateurs de santé nigériens sous-performent.

Les indicateurs de santé nigériens sont parmi les plus mauvais d'Afrique, avec une espérance de vie à la naissance de 53 ans (contre 63 ans en moyenne), et un taux de mortalité infantile pour les moins de cinq ans de 11,1 % (contre une moyenne de 7,3 %). En 2020, le Nigéria a enregistré le plus grand nombre de cas de paludisme dans le monde (27 %) comme en Afrique de l'Ouest (55,2 %), et de décès induits (32 %). Enfin, le taux de prévalence du VIH est de 1,3 % parmi les 15-49 ans, contre une moyenne mondiale de 0,7 %. Les disparités sont importantes entre les Etats fédérés : l'écart de mortalité infantile peut atteindre un rapport de 1 à 12 entre les Etats du nord et ceux du sud.

Seuls 4,8 % des Nigériens disposeraient d'une assurance maladie et 71% ont recours à l'automédication, à l'origine de dizaines de milliers de morts chaque année. Le Plan National de Développement 2021-2025, prévoit de doter 25 % de la population d'une couverture santé universelle, objectif peu réaliste. En parallèle, les Nigériens les plus fortunés se rendent à l'étranger pour les interventions complexes.

Un déficit d'engagement public explique notamment les défaillances du système de santé nigérian.

Le système de santé est encadré par l'Etat fédéral, garant du cadre réglementaire et des hôpitaux universitaires et fédéraux, les gouvernements des 36 Etats fédérés, qui gèrent les hôpitaux généraux, et les gouvernements locaux, qui gèrent les dispensaires. Les membres de l'Union Africaine se sont engagés en 2011 à consacrer au moins 15 % des dépenses publiques à la santé. Or en 2023, 5,75 % seulement du budget de l'Etat nigérian y a été dédié et, en 2020, 3,38 % seulement du PIB, l'un des plus faibles taux d'Afrique subsaharienne. Malgré les besoins croissants dus à une fécondité forte (5,2 enfants par femme en moyenne), les dépenses publiques de santé ne dépassent pas 3 000 NGN (2,3 USD) par personne et par an en 2022, vingt fois moins que la moyenne africaine.

En 2019, 39 983 cliniques et hôpitaux ont été recensés, et le pays ne compterait que 5 lits d'hôpital pour 10 000 habitants. Ces centres sont souvent vétustes et pour beaucoup sans électricité stable (parfois seulement 1 ou 2 heures par jour).

Le Nigéria souffre également d'un manque de personnel de santé qualifié, avec 1 médecin pour 2 500 habitants en 2018 (lorsque l'OMS recommande 1/600 habitants), en raison en particulier d'une importante fuite des cerveaux, nombre de professionnels choisissant de s'expatrier, notamment au Royaume Uni, aux Etats-Unis ou au Canada. 57 000 infirmières auraient émigré entre 2017 et 2022. Enfin, le Nigéria est largement dépendant de l'extérieur puisque plus de 70 % des médicaments et 99 % des équipements médicaux sont importés.

L'engagement du secteur privé au secours du système de santé.

Les initiatives privées et les PPP apparaissent indispensables pour répondre aux besoins de santé. Si plus de 70 % des établissements de santé du pays sont publics, le privé fournit 61 % des services. Dans les principales villes du pays, des cliniques privées ciblent notamment les Nigériens aisés et les expatriés. Le projet Eko Atlantic à Lagos (plus grand projet immobilier en cours en Afrique et plus important projet de ville nouvelle sur fonds privés au monde) prévoit la construction d'un hôpital privé pourvu de technologies de pointe. L'État fédéral montre également un intérêt croissant pour le recours aux PPP.

Le secteur bancaire n'est pas en reste : Union Bank, Wema Bank et Sterling Bank proposent des services de télémédecine via des partenaires, Access Bank et GT Bank des plans d'assurance santé à coût réduit. En 2020, la Société financière (SFI) de la Banque Mondiale a alloué 100 M USD à Zenith Bank pour des prêts destinés notamment à des entreprises des secteurs de la santé et du pharmaceutique.

La crise du Covid-19 a souligné les lacunes du système de santé, mais aussi le potentiel de la *Health Tech*, qui peut permettre de traiter des maladies chroniques et de palier les pénuries de personnel et le déficit d'information des patients. En 2023, le seul Etat de Lagos compte plus de 170 startups dans la santé avec des offres variées : LifeBank est dédiée à la transmission rapide de sang aux hôpitaux ; Omomi accompagne en ligne les parents dans le suivi médical de l'enfant ; Find-a-Med fournit des informations sur les centres médicaux proches de ses utilisateurs... Les startups nigérianes de la santé ont levé 390 M USD à travers plus de 30 opérations au premier semestre 2023, contre 165 M USD en 2022.

Des opportunités existent pour l'offre française.

Les acteurs français sont présents dans les secteurs de l'assurance santé, des laboratoires d'analyse et des produits pharmaceutiques. Axa est présent via sa filiale Axa Mansard, 4^{ème} assureur du pays en 2022. Clina Lancet, filiale du groupe Cerba, dispose de 12 laboratoires qui réalisent 53 000 tests par mois. BioMérieux a lancé son activité de diagnostic in vitro au Nigéria en 2022. Biogaran, filiale de Servier, a réalisé son premier investissement en Afrique avec le rachat en 2017 au suisse Roche de la société Swipha, qui dispose d'une unité de production à Lagos. Le groupe nigérian May & Baker assure depuis 2019 la production sous licence d'une référence de Sanofi (qui toutefois doit prendre fin incessamment suite au départ de Sanofi du pays). Air Liquide est active à Port Harcourt et Lagos (production et conditionnement d'oxygène, acétylène et azote).

Néanmoins, face à des difficultés persistantes, en particulier d'accès aux devises et de rapatriement des bénéfices, plusieurs acteurs internationaux ont récemment quitté le Nigéria, tels GlaxoSmithKline (GSK) en août dernier après 51 ans dans le pays, et Sanofi, qui a annoncé en novembre la fermeture de sa filiale nigériane et confié l'intégralité de sa distribution locale à CFAO Healthcare.

Les acteurs français de la santé devraient pouvoir se mobiliser davantage au Nigéria où, face à l'ampleur des besoins, le secteur de la santé peut offrir des opportunités d'importance. Ellipse Project a ainsi signé début 2023 un contrat pour "l'amélioration de la qualité et de l'efficacité du système de santé de l'Etat d'Oyo", avec la rénovation de 200 hôpitaux et dispensaires, financé par un prêt concessionnel du Trésor de 55 M EUR.

Claire Lavielle et Ambroise Gouze

Attachés sectoriels à l'antenne de Lagos du SER

TOGO

Le Togo, pionnier de l'économie maritime du Golfe de Guinée.

Parmi les pays côtiers du Golfe de Guinée, le Togo se positionne comme pays pionnier en matière d'économie maritime, qu'il a placée au cœur de sa feuille de route gouvernementale.

Grâce à sa situation géographique, son port en eau profonde et ses infrastructures, le Togo est devenu un hub logistique et exerce aujourd'hui un rôle moteur dans le secteur maritime de la sous-région.

Cependant, l'économie bleue togolaise doit relever de lourds défis, aux plans climatique, environnemental et de l'action de l'Etat en mer

Les enjeux économiques du secteur maritime togolais

Le Port autonome de Lomé, l'un des principaux moteurs de l'économie togolaise

Grâce au choix de la compagnie maritime MSC qui, en 2014, a fait du Port de Lomé sa plateforme de transbordement, ce dernier s'impose, avec 2,2 millions Equivalent Vingt Pied en 2023, qui comme le **1^{er} port à conteneurs du Golfe de Guinée** et le **5^{ème}** du continent africain. Porte d'entrée pour les marchandises à destination des pays sahéliens enclavés (Burkina Faso, Mali, Niger) et idéalement placé sur le corridor Abidjan-Lagos, il constitue le principal pilier du secteur tertiaire togolais, qui – avec les activités aéroportuaires et financières – contribue à près de **60 %** du PIB du pays. L'activité du port compte de nombreuses entreprises, parmi lesquelles plusieurs filiales d'entreprises françaises telles que CMA-CGM et ERES.

Une pêche artisanale

Le secteur de la pêche contribue à **4,5 % du PIB du secteur primaire** et fait vivre environ 22 000 personnes, dont 55 % de femmes (mareyeuses pour la plupart). Il est opéré par 3 000 pêcheurs piroguiers. Leurs captures sont de l'ordre de 25 000 tonnes par an, bien en deçà (environ un tiers) des besoins nationaux en protéines, ce qui rend le pays structurellement dépendant des importations pour ses approvisionnements en poissons. Près de 75 % des prises concernent des espèces pélagiques (maquereaux, caranges, thons) et démersales (carpes, dorades, bars, mérours).

Un littoral à fort potentiel de développement touristique

Le pays dispose de **nombreux atouts** pour développer une offre d'infrastructures et de produits, dans le cadre d'un tourisme littoral et maritime de qualité.

Le défi climatique et environnemental

Enjeux liés au climat

La hausse du niveau de l'océan (estimée entre 0,19 et 0,34 m d'ici 2050) se traduit par une **érosion côtière** dont la dynamique est très élevée, le recul du trait de côte atteignant par endroits 8 mètres par an. Une étude de la Banque mondiale estime le coût de cette érosion à 213 M USD par an pour le Togo (4,4 % du PIB). Pour se prévenir et lutter contre cette érosion, la France, via l'AFD, s'est associée à l'initiative des Zones côtières d'Afrique de l'Ouest (WACA), qui consiste à mettre en place des solutions basées sur la nature (travaux de protection de 25 km de côtes à l'Est de Lomé, aménagements contre les inondations, gestion durable des ressources naturelles, etc.).

Pollution marine

Au Togo comme ailleurs, les sources de pollution de l'océan sont multiples : reflux des activités portuaires, effluents industriels, déchets plastiques, impact des câbles sous-marins de fibre optique.

Surpêche et pêche illégale

La **lutte contre la surpêche et la pêche illicite, non déclarée et non réglementée (INN)** constitue un autre défi maritime majeur. Selon les scientifiques, la pêche INN affecterait les stocks de certaines espèces halieutiques dans les eaux togolaises, au point que certaines (tortues Luth notamment) seraient menacées d'extinction.

Une politique togolaise volontariste

Pour protéger ses ressources marines et ses écosystèmes littoraux, le Togo s'est doté d'une **Loi littorale** en 2021 et d'un ministère dédié à l'Economie maritime, à la Pêche et à la Protection côtière. De nombreux outils ont été mis en place pour **accompagner le Port de Lomé** dans la mise en œuvre d'une politique environnementale, mieux gérer les déchets et décarboner les activités portuaires. Enfin, un **centre de formation et de recherche scientifique** dédié aux écosystèmes marin et côtiers devrait voir le jour prochainement.

Les enjeux de l'action de l'État en mer

Le Togo dispose d'une superficie maritime de 20 780 km² (soit environ 36 % de sa superficie terrestre), et la position géographique du Port de Lomé lui confère une situation enviable par rapport aux autres ports de la sous-région, propice au développement de l'économie maritime. Toutefois, ce développement donne lieu également à des **activités illégales de toutes sortes**, qui fragilisent l'équilibre socio-économique du pays.

Pour défendre son espace maritime, le Togo s'appuie sur un certain nombre d'outils, dont l'Instance nationale en charge de l'action de l'État en mer constitue le cadre juridique et réglementaire.

Par ailleurs, le Togo fait partie de "l'Architecture de Yaoundé", issue du sommet de juin 2013, qui a permis de constater des avancées dans la lutte contre les activités illicites dans le golfe de Guinée.

Enfin, le Togo participe à des **exercices internationaux** pour développer son expérience dans le domaine de l'action de l'État en mer, tels que AFRICAN NEMO organisé par la France, ou OBANGAME EXPRESS mené par les États-Unis.

Jérôme Frouté

Chef du SE de Lomé

SENEGAL

Dakar inaugure le premier "Bus Rapid Transit" (BRT) 100 % électrique, l'entreprise française Meridiam concessionnaire pour 15 ans.

Inauguré le 14 janvier, le BRT de Dakar sera en principe mis en service en avril 2024. Il a pour objectif de pallier la congestion routière chronique que connaît la ville, et s'inscrit à côté du TER et de la restructuration des réseaux de transports en commun (RTC) dans le cadre de la restructuration de la mobilité urbaine. La construction d'une centrale solaire par Meridiam, en charge de la fourniture des bus électriques (chinois) et de leur exploitation pour une durée de 15 ans, devrait compléter le projet et permettre à terme l'alimentation exclusive du BRT par de l'énergie renouvelable.

Une infrastructure de transport qui répond à des enjeux multiples

Une infrastructure financée par des capitaux publics et privés

Le financement du BRT se divise en deux volets :

- (i) Un volet public pour les travaux de l'infrastructure et des systèmes ainsi que l'assistance technique financé par la Banque mondiale, la BEI et le budget de l'État ;
- (ii) Un volet privé pour la fourniture des bus électriques et l'exploitation de l'infrastructure, assuré par Meridiam.

L'infrastructure du BRT

A Dakar, le "Bus Rapid Transit" (BRT), transport de masse par bus de grande capacité circulant sur voie en réservée, s'étendra sur 18,3 km, traversera 14 communes et comprendra 23 arrêts et trois terminaux (Petersen, Grand Médine et Guédiawaye). Le projet BRT comprend 121 bus articulés (158 à terme), pouvant contenir 150 passagers chacun, qui circuleront 7j/7j de 6 heures à 22 heures. L'objectif est de transporter 300 000 passagers par jour. Quatre services seront proposés : 1 BRT omnibus desservant toutes les stations et 3 lignes express ne s'arrêtant qu'à certaines d'entre elles. Les tarifs, ajustés pour permettre l'accès au BRT des populations défavorisées des banlieues, devraient varier entre 300 et 500 FCFA (45 et 75 centimes d'euros).

Le marché des travaux et des équipements connexes pour le BRT a été attribué à la China Road and Bridge Corporation (CRBC). L'entreprise chinoise a remporté l'appel d'offres face au groupement franco-sénégalais Sogea-Satom/CDE en raison de prix très compétitifs, qui ont finalement été revus à la hausse en raison de l'augmentation du prix des matières premières et de l'accroissement "imprévu" du volume des travaux (réseaux d'assainissement, stations de recharge des bus électriques, travaux routiers le long du corridor du BRT).

Plusieurs entreprises françaises ont toutefois contribué au projet. Systra est assistant à maîtrise d'ouvrage (AMO), Keolis aura un statut d'assistant technique, tandis que Setec a participé à la phase d'études nécessaires à la bonne conduite des travaux. D'autres entreprises françaises ont remporté des contrats connexes : Kajou (affichage sur les écrans), Equans (système d'aide à l'exploitation et à l'information voyageurs, *marché retiré à CRBC*), Comatis (système radio de priorité bus aux carrefours à feux) et Monkey Factory (application mobile et site internet). L'entreprise Kuba (britannique mais qui localise les trois quarts de ses 200 employés à Besançon) a pour sa part obtenu le marché de la billettique ainsi que les pièces détachées et la maintenance sur 10 ans. Meridiam a remporté le marché de l'exploitation du BRT sur 15 ans, à travers une concession de 15 ans (voir ci-après). Du fait des normes techniques préconisées par le consultant de la Banque mondiale et du facteur prix, les bus électriques sont fournis par l'entreprise chinoise CRRC (China Railroad Rolling Stock Corporation).

De nombreuses retombées socio-économiques et environnementales positives attendues

De nombreuses externalités socio-économiques positives sont attendues du BRT. Il permettra de rejoindre le centre-ville de la capitale (Petersen) depuis la ville de Guédiawaye (située à 15km) en 45 minutes, contre environ 90 actuellement, et favorisera de fait l'accès des habitants des banlieues pauvres et densément peuplées qu'il traverse aux services et commerces essentiels (pharmacies, hôpitaux, universités, marchés). Les opportunités d'emplois du centre-ville seront davantage accessibles.

L'exploitation du BRT devrait également **générer 1 000 emplois directs locaux**, avec une attention particulière portée aux femmes et aux habitants des communes traversées.

Moyen de transport 100 % électrique, le BRT devrait contribuer à réduire la pollution de l'air et les émissions de gaz à effet de serre dues à la circulation urbaine. Le choix des bus électriques permettra d'éviter l'émission d'environ 59 900 tonnes de CO₂ par an par rapport au diesel, selon Dakar Mobilités. Pour contribuer à l'alimentation des bus (par substitution), une centrale solaire de 20 MW avec stockage par batteries de 88 MWh devrait être construite dans la région de Thiès. Un protocole d'accord a été signé en ce sens entre Meridiam et la Senelec en mai 2023 et le titre foncier a été sécurisé.

Un projet qui s'inscrit dans un projet de restructuration globale des transports

Avec le Train Express Régional (TER), le réseau autoroutier et le projet de restructuration des réseaux de transports en commun (RTC, qui devrait aboutir en 2026), le BRT s'inscrit dans le projet global de restructuration des mobilités urbaines dans la région de Dakar. Cette restructuration a pour objectif de désengorger Dakar, qui concentre 25 % de la population (presque 4 millions de personnes) et 80 % de l'activité économique sénégalaise sur 0,3 % du territoire national. L'AFD finance dans le cadre du projet RTC des **bus de rabattement** pour le BRT et le TER, aux côtés de l'Union européenne (UE), de la Banque européenne d'investissement (BEI) et de la Banque allemande de développement (KfW). Ces bus de rabattement (possiblement alimentés par du GNL) devraient assurer 60 % de la fréquentation du BRT.

Lors de l'inauguration, l'ancien président Macky Sall a évoqué la mise en place d'une 2^{ème} **ligne de BRT**. Si les informations relatives à cette future ligne ne sont pas encore connues (financement, tracé), celle-ci pourrait suivre un trajet parallèle à celui de la 1^{ère} phase et à celui du TER.

Un contrat de concession pour 15 ans signé avec Meridiam via un PPP

L'entité sénégalaise Dakar Mobilités a été créée fin 2021 pour l'exploitation du BRT. Elle est détenue à 70 % par l'entreprise française **Meridiam**, et à 30 % par le Fonds Souverain d'Investissements Stratégiques (FONSIS).

Dakar Mobilités a signé le contrat de concession du BRT avec le Conseil Exécutif des Transports Urbains de Dakar (CETUD) le 21 mars 2022, pour une durée de 15 ans. Cet investissement a été soutenu par un prêt d'un montant de 85,4 M EUR apporté à parts égales par Proparco et le Fonds d'infrastructure pour l'Afrique émergente (EAIF), une subvention de l'UE dans le cadre de la stratégie européenne *Global Gateway* déléguée à Proparco (7 M EUR) et une subvention de 9 M EUR du Groupe de développement des infrastructures privées - Assistance technique⁴ (PIDG TA) au travers de l'EAIF. La concession comprend la fourniture de bus électriques (par la CRRC), la maintenance légère et l'exploitation du BRT.

Inauguré en grande pompe par le Président Macky Sall un mois avant sa mise en service, soit avant le lancement officiel de la campagne électorale des présidentielles de février 2024, le projet de BRT est à l'instar du TER un marqueur important de son mandat. Ce projet ambitieux (1^{er} réseau de BRT 100 % électrique au monde alimenté à terme au solaire) devrait permettre de réduire la congestion et faciliter l'accès au centre-ville depuis la banlieue de Dakar, en complément du TER, même si des interrogations subsistent sur son intégration dans la circulation dakaroise.

[Iris Guiberteau](#)

Attachée sectorielle au SE de Dakar

⁴ Organisation financée par six gouvernements (Royaume-Uni, Pays-Bas, Suisse, Australie, Suède, Allemagne) et la SFI.

Le secteur des hydrocarbures au Sénégal

Le Sénégal, qui n'est pas historiquement un pays pétrolier, possède un fort potentiel de développement dans ce secteur après des découvertes importantes de ressources offshore à partir de 2014. Les perspectives de mise en production des principaux projets d'hydrocarbures, initialement prévues en 2022, ont été reportées à fin 2023 puis en 2024, du fait de la pandémie de covid-19, qui a bouleversé le secteur au niveau mondial et de retards dans les projets pour des raisons techniques. Les retombées économiques et sociales de l'exploitation des gisements de pétrole et de gaz devraient permettre au pays de se remettre sur la trajectoire de croissance prévue dans le cadre du Plan Sénégal Emergent et surtout grâce à la mise en place d'un cadre juridique et réglementaire visant à assoir une bonne gouvernance du secteur pour une meilleure gestion des ressources. Les entreprises françaises sont pour l'instant peu présentes sur ce secteur, même si certaines réalisent des contrats de sous-traitance.

Après des découvertes de ressource offshore importantes depuis 2014, la mise en exploitation des premiers champs devrait intervenir au second semestre 2024.

Des découvertes importantes en gaz et en pétrole offshore ont eu lieu au Sénégal depuis 2014. En 2014, Cairn Energy et ses partenaires de joint-venture (Woodside, FAR limited et Petrosen) ont annoncé, la découverte de deux puits de pétrole (SNE et FAN) sur Sangomar, 10 ans après la signature d'un contrat de recherche et de partage de la production (CRPP). Les réserves ont été évaluées à 250 M de barils de pétrole sur Fan-1, et à 630 M de barils (soit 100 à 120 000 barils par jour) et 2 500 Mds de pieds cubiques de gaz naturel sur SNE (70 Md m³). Trois découvertes de gisements de gaz par le pétrolier américain Kosmos, associé à Franck Timis ont suivi avec Tortue en 2015, Teranga en 2016 et Yakaar en 2017. BP a rejoint Kosmos en 2016 en rachetant la part de Timis, prenant 61 % de participation directe (Kosmos gardant 29 % et Petrosen 10 %). **Les ressources totales estimées sur les différents champs sont actuellement de 910 Md m³ de gaz et 1 030 M barils de pétrole.**

Avec la crise sanitaire, le Sénégal a revu ses prévisions concernant le début d'exploitation **des différents gisements, prévu initialement en 2022 à 2023 puis 2024.** Les différents chantiers avancent bien avec un rythme d'exécution jugé satisfaisant par l'ITIE. Plusieurs autres périmètres à fort potentiel sont identifiés dont deux blocs attribués à Total) et 12 autres identifiés et ayant fait l'objet d'un appel d'offre lancé en 2019.

Les deux gisements qui devraient être mis en service en 2024 sont ; 1/ Le Grand Tortue Ahmeyim (GTA), champ gazier situé à la frontière sénégal-mauritanienne et partagé à 50/50 entre les deux pays, avec des ressources estimées à 560 Mds m³ et une mise en production prévue au second semestre 2024, exploité par BP ; **2/ Le champ Sangomar** (essentiellement pétrole) avec des réserves estimées à 630 M de barils de pétrole et une mise en service prévue également au second semestre 2024, exploité par Woodside.

Le troisième champ, **Yakaar Teranga**, champ gazier avec des ressources estimées à 1 500 Md pieds cubiques pour Yakaar et 6 000 pieds cubiques pour Teranga, soit l'équivalent de GTA mais seulement pour le Sénégal, devrait également être développé mais avec un planning encore non défini. Pour ce troisième champ, la décision finale d'investissement n'a pas encore eu lieu et la date de production est donc moins certaine. BP, qui disposait de 60 % des droits à décider de se retirer du projet en octobre 2023, au profit de Kosmos Energy et de la société nationale Petrosen (qui disposait déjà respectivement de 30 % et 10 % des parts).

Une réglementation forte pour une maximisation des retombées économiques et sociales issues de l'exploitation des différents gisements.

Réglementation.

Le Sénégal s'est doté d'un cadre juridique et institutionnel pour une bonne maîtrise des enjeux. Le gouvernement a adhéré à l'Initiative pour la transparence dans les industries extractives (ITIE) en octobre 2013 et a installé en janvier 2019 le Cos pétro-gaz. Celui-ci a coordonné la révision du Code Pétrolier qui a été votée en janvier 2019.

La loi sur le contenu local du 1^{er} février 2019 (Loi n°2019-04) et ses décrets d'applications, signés en octobre 2020, ont complété l'arsenal réglementaire et législatif. L'objectif de cette loi est "d'augmenter la valeur ajoutée locale et la création d'emplois dans l'intégralité de la chaîne de valeur pétrolière et gazière grâce au développement de l'expertise nationale, des biens et services locaux, dans l'objectif d'accroître le développement des entreprises locales tant au niveau national qu'international". **Le Comité national de suivi du contenu local (CNSCL)**, piloté par le Secrétariat permanent du Cos-Pétro-gaz, est chargé de coordonner l'élaboration du document de stratégie du contenu local, de superviser et de veiller à la "mise en œuvre efficace et effective de la politique de contenu local élaborée par l'Etat du Sénégal dont l'objectif est d'atteindre 50 % de contenu local en 2030".

Une plateforme de cadastre pétrolier a été mise en place par le gouvernement, pour une transparence dans l'attribution et la gestion des titres pétroliers en garantissant l'accès aux informations et le suivi de la mise en œuvre des contrats.

L'exploitation des différents gisements pourrait contribuer à la croissance du PIB sénégalais à hauteur de 4,6 % en 2024 et au budget de l'Etat à hauteur de 1 % du PIB en moyenne sur la période 2024–2026 (environ 1 Md EUR de revenus entre 2024 et 2026).

Le FMI estime que la part des hydrocarbures pourraient représenter jusqu'à **4,7 % du PIB en début d'exploitation (2024)**, puis 5,7 % en 2025, et contribuer à la croissance du PIB à hauteur de 4,6 points en 2024 et 1,4 points en 2025. La croissance attendue en 2024 a été réévaluée à la 8,3% (contre 10,6% prévu initialement) du fait du décalage de la mise en exploitation des projets. Toujours selon le FMI, les recettes attendues de l'exploitation des champs pétroliers **atteindraient 1 Md EUR sur la période 2024-2026**.

Les importantes découvertes en hydrocarbures (ressources en gaz et pétrole) placeraient le Sénégal au 7^{ème} rang en Afrique et 25^{ème} rang mondial en termes de réserves connues. Celles-ci pourraient apporter jusqu'à 1000 Md FCFA par an à l'Etat sénégalais. Pour atteindre une

croissance soutenue et inclusive, le Sénégal a mis en place plusieurs stratégies avec notamment :

- **Le gas-to-power** : dans le cadre du schéma directeur de la Senelec, les centrales de production électrique au fioul existantes seront converties en partie et les nouvelles centrales seront à gaz, à l'image de celle en cours au Cap de Biches (300 MW) et de celle qui sera construite dans le Nord à Mboro (225 MW).
- La création d'une industrie de la pétrochimie, notamment à destination de la production d'urée, de méthanol pour accompagner le développement agricole du pays. Des études sont en cours et devraient permettre d'identifier les projets à mettre en place en priorité.
- **La réadaptation des installations de la Société africaine de raffinage (SAR) pour utiliser du gaz du champ Sangomar** : Dans la perspective de la mise en production, la SAR, avec Technip, a effectué des travaux de réadaptation de ses installations avec des changements d'équipements pour l'utilisation du gaz issu de Sangomar, l'objectif étant d'augmenter la capacité de production de 25 % (pour atteindre 1,2 Mt) en 2021 avec un budget compris entre 71 et 80 M EUR et de 100 % (3 Mt) à l'horizon 2030, permettant de couvrir les besoins du pays et des pays de la sous-région. Actuellement la SAR importe 50 % de ses besoins en gaz et s'est fixé comme objectif d'assurer une autosuffisance en produits raffinés.

Les entreprises françaises ne sont pas au premier plan mais sont présentes via des contrats de sous-traitance.

Les groupes pétroliers anglo-saxons sont les partenaires principaux des autorités sénégalaises dans l'exploitation pétrolière et gazière. Les trois champs en cours de développement seront en effet exploités par des entreprises anglo-saxonnes, en partenariat avec Petrosen. BP et Kosmos Energy (entreprise étasunienne) exploiteront les champs de GTA et de Yakaar Teranga, alors que Woodside (AUS) exploitera le champ Sangomar (l'Australien Far Limited ayant revendu ses parts en 2021 à Woodside).

Les entreprises françaises (principalement les grands groupes et ETI) ont néanmoins une présence bien établie sur des contrats de sous-traitance. Sur GTA, Eiffage Marine et Technip Energie réalisent la construction respectivement de caissons et de l'unité flottante de production, de stockage et de déchargement (FPSO), alors que Schlumberger réalise les travaux de forage. Cegelec Oil & Gas a remporté le contrat de maintenance pour BP du hub et du FPSO. Sur le champ Sangomar, Schlumberger intervient sur les travaux de canalisation pour l'acheminement du fluide des têtes de puits vers le FPSO en partenariat avec Subsea Seven. Pour les PME en revanche, l'accès à la sous-traitance peut-être moins évident, en raison de la prédominance des acteurs anglo-saxons (qui travaillent essentiellement avec des réseaux de sous-traitants anglo-saxons).

Total avait également des activités d'exploration au Sénégal, mais n'a pas **fait de découverte sur ces blocs à ce stade**. Total E&P Sénégal a signé deux contrats d'exploration en 2017 : (i) CRPP sur les blocs Rufisque Offshore Profond et Ultradeep Offshore dont Total est opérateur (90 %), aux côtés de Petrosen et (ii) un accord de coopération avec Petrosen et le ministère de l'Energie et du développement des Energies renouvelables du Sénégal, aux termes duquel Total a réalisé une étude de la zone en mer très profonde, en vue d'en déterminer le potentiel d'exploration.

L'ambition du Sénégal, à travers le PSE, d'atteindre une croissance soutenue repose largement sur les ressources qui seront issues de l'exploitation des hydrocarbures et sur la transformation structurelle de l'économie qui en découlera. Un impact économique très important est attendu et le schéma envisagé de répartition des revenus semble raisonnable sur le papier et devrait permettre d'éviter le piège du "syndrome hollandais". La stratégie d'utilisation du gaz sera déterminante.

La loi sur le contenu local et ses décrets d'application semblent adaptés et devraient permettre de faire émerger une industrie locale sans bloquer à court terme l'avancée des projets. Le Sénégal ambitionne d'atteindre 50% de contenu local d'ici 2030. Cependant, des efforts importants sur la formation dans les diverses catégories de métiers que regroupe le secteur sont nécessaires et c'est dans ce sens que le ministère a mené un état des lieux des formations existantes dans le secteur et des besoins en fonction des plannings des projets.

Thibault Le Ruyet

Adjoint au chef du SE de Dakar

La direction générale du Trésor est présente dans plus de 100 pays à travers ses Services économiques.

Pour en savoir plus sur ses missions et ses implantations :

www.tresor.economie.gouv.fr/tresor-international

Directeurs de la publication : [Florent Mangin](#) et [Daniel Gallissaires](#).

Rédaction : SER d'Abuja, SER d'Abidjan

Abonnez-vous : martin.folliasson@dgtresor.gouv.fr

Le Service économique s'efforce de diffuser des informations exactes et à jour, et corrigera, dans la mesure du possible, les erreurs qui lui seront signalées. Toutefois, il ne peut en aucun cas être tenu responsable de l'utilisation et de l'interprétation de l'information contenue dans cette publication.