

RAPPORT  
Septembre 2024

# La fiscalité environnementale en UEMOA

Ce document a été réalisé pour la Commission de l'UEMOA dans le cadre de la convention Ferdi-UEMOA.

- ➔ GRÉGOIRE ROTA-GRAZIOSI, Responsable de programme Ferdi,  
Professeur au Cerdic - Université Clermont Auvergne, CNRS, IRD
- ➔ YANNICK BOUTERIGE, Assistant de recherche Ferdi





## Table des matières

<b>I.</b>	<b>INTRODUCTION</b> .....	<b>2</b>
<b>II.</b>	<b>QUELLE DEFINITION D'UNE FISCALITE ENVIRONNEMENTALE EN UEMOA ?</b> .....	<b>4</b>
<b>III.</b>	<b>LA TAXATION DES PRODUITS PETROLIERS</b> .....	<b>8</b>
<b>IV.</b>	<b>LA TAXATION DU TRANSPORT (HORS CARBURANT)</b> .....	<b>12</b>
<b>V.</b>	<b>LA TAXATION DE LA POLLUTION</b> .....	<b>14</b>
<b>VI.</b>	<b>LA FISCALITE DES ACTIVITES EXTRACTIVES (MINES, PETROLE)</b> .....	<b>16</b>
	<b>VI.1. Les régimes fiscaux miniers</b> .....	<b>16</b>
	<b>VI.2. Les régimes fiscaux pétroliers</b> .....	<b>21</b>
	<b>BIBLIOGRAPHIE</b> .....	<b>26</b>
	<b>ANNEXE A : L'INDICE DE PERFORMANCE ENVIRONNEMENTALE (IPE)</b> .....	<b>27</b>
	<b>ANNEXE B : LE PARTAGE DE LA RENTE MINIERE EN UEMOA</b> .....	<b>30</b>
	<b>ANNEXE C : LE PARTAGE DE LA RENTE PETROLIERE EN UEMOA</b> .....	<b>36</b>

## I. Introduction

Face aux défis climatiques, la transition énergétique est une priorité mondiale. Si les pays en développement ne sont que peu responsables du stock de CO<sub>2</sub> à l'origine du réchauffement climatique, ils apparaissent particulièrement vulnérables aux effets de celui-ci. Selon l'Indice de Performance Environnementale (IPE)<sup>1</sup>, les pays de l'UEMOA affichent des résultats assez faibles en matière de politique environnementale. Le Sénégal avec un score de 43,3 est classé 101<sup>e</sup> mondial alors que le Mali au score de 33,9 est classé 161<sup>e</sup>. Ces résultats s'expliquent notamment par de faibles scores en termes d'adaptation au changement climatique qui est une dimension importante de l'indice.

Une taxe carbone apparaît souvent comme l'instrument de fiscalité environnementale privilégié. Elle peut concerner de nombreuses activités économiques comme la production d'énergie (produits pétroliers, génération d'électricité), les services de transport (routier, maritime et aérien) et d'autres activités intenses en carbone comme la construction et la production de ciment par exemple. Cependant, de nombreuses taxes portant sur ces biens ou services existent déjà en UEMOA. C'est pourquoi cette note n'a pas pour objet de considérer une éventuelle nouvelle taxe carbone qui s'ajouterait aux précédentes, mais de revoir certaines taxes déjà existantes.

Cette note fournit une brève revue des principes de la taxation environnementale et de quelques impôts en vigueur dans les États membres de l'UEMOA pouvant relever de cette classification. Les taxes environnementales considérées ici regroupent les taxes sur l'énergie incluant les carburants utilisés par les ménages et les services de transport, les taxes sur le transport excluant les carburants, la taxation de la pollution (émissions de CO<sub>2</sub>, déchets, matières plastiques...), et les impôts et taxes spécifiques aux activités extractives (mines, pétrole).

Les réformes de fiscalité verte présentent plusieurs avantages pour les États membres de l'UEMOA. Elles peuvent améliorer la mobilisation des recettes intérieures par une rationalisation de certains prélèvements et être un instrument permettant aux États membres d'accéder à des ressources financières complémentaires dites vertes comme la facilité de Résilience et de Durabilité du Fonds Monétaire Internationale<sup>2</sup> ou des obligations vertes. Certains éléments importants de la fiscalité environnementale ne sont pas analysés dans cette note, mais pourront faire l'objet d'analyses futures. Il s'agit notamment de la fiscalité du secteur agricole et du marquage des dépenses fiscales selon leur effet positif ou négatif sur l'environnement.

Cette note est organisée ainsi : la section 2 propose quelques éléments de définition d'une fiscalité environnementale en considérant l'expérience de l'Union Européenne et de l'OCDE ; la section 3 porte sur la taxation des produits pétroliers comme sous-ensemble de la taxation de l'énergie ; la section 4 concerne la taxation des services de transport (hors produits pétroliers) ; la section 5 revoit la taxation de la pollution en particulier des sacs plastiques ; la section 6 détaille la taxation des activités d'extraction minière et pétrolière. Cette dernière section présente une analyse du partage de la rente minière et pétrolière dans les États membres de l'UEMOA. Cette analyse qui dépasse le strict cadre de la fiscalité environnementale pourrait être approfondie en s'appuyant sur les travaux réalisés par la FERDI en matière de fiscalité des ressources naturelles.

---

<sup>1</sup> Voir l'annexe A.1 pour le détail de cet indice.

<sup>2</sup> <https://www.imf.org/fr/About/Factsheets/Sheets/2023/Resilience-Sustainability-Facility-RSF>

Les principales recommandations établies dans cette note sont les suivantes :

- *La Commission de l'UEMOA pourrait revoir la Directive n°01/2007/CM/UEMOA du 6 avril 2007 portant sur l'harmonisation de la taxation et de la subvention des produits pétroliers en recherchant à établir à minima : la transparence et la publication des structure des prix nationaux des produits ; une révision des marges et des coûts des différents intervenants ; l'instauration d'une structure hors réseau pour les entreprises qui serait moins soutenu budgétairement ; un rapprochement des prix des produits (essence et diesel) voire la réduction des subventions sur le diesel si celui-ci est moins consommé directement et indirectement par les ménages pauvres.*
- *La Commission de l'UEMOA pourrait revoir l'assiette des taxes levées sur la puissance fiscale des véhicules en établissant sa propre définition de cette assiette. Plusieurs possibilités existent qui sont plus ou moins faciles à administrer notamment par les administrations douanières. Cette définition devrait être liée davantage aux émissions de CO<sub>2</sub> des véhicules en reprenant par exemple la classification internationale WLTP<sup>3</sup>. L'âge et le poids des véhicules privés sont aussi des paramètres à considérer.*
- *La Commission pourrait privilégier la forme spécifique pour la taxation de produits comme les sacs plastiques (comme en Côte d'Ivoire) dont l'effet environnemental est évident et dont les substituts (sacs papiers ou biodégradables) existent. Plus généralement, la Commission pourrait assister les Etats membres dans la définition de taxes sur les émissions dans l'air et dans l'eau.*
- *La Commission de l'UEMOA pourrait compléter cette revue des taxes spécifiques aux secteurs extractifs en intégrant notamment la sylviculture et en appréciant l'efficacité relative des différents types de prélèvements (taxes ad valorem de type redevance minière, taxes superficielles, permis d'exploitation...).*

---

<sup>3</sup> Le WLTP (Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure) est une nouvelle classification des émissions de CO<sub>2</sub> pour tous les nouveaux véhicules produits depuis 2017. De nombreux pays développés l'ont récemment adopté pour déterminer la charge fiscale des véhicules à partir des émissions de CO<sub>2</sub>/km établi.

## II. Quelle définition d'une fiscalité environnementale en UEMOA ?

La fiscalité environnementale s'inscrit dans une approche budgétaire des questions environnementales. Il n'existe pas une unique définition de la fiscalité verte ou environnementale admise dans le monde puisque chaque système fiscal national est unique. Les institutions internationales et certains pays ont ainsi développé leur propre définition. Considérant les efforts de l'UEMOA pour harmoniser la fiscalité des États membres, la Commission UEMOA pourrait envisager de développer sa propre définition de la fiscalité environnementale.

Une brève revue de la littérature académique permet d'appréhender toutes les dimensions d'une taxation environnementale. Celle-ci relève d'une politique-prix qui complètent d'autres politiques portant sur les quantités comme les quotas (permis d'émission par exemple) voire l'interdiction de consommation de certains produits. Selon le Système Européen des Comptes (SEC) établi par le règlement n°2223/96 le 25 juin 1996, la notion de taxe est entendue comme un versement obligatoire sans contrepartie aux administrations publiques nationales ou européennes.

La fiscalité environnementale a été initialement développée au début du XX<sup>e</sup> siècle par Pigou, un économiste anglais qui cherchait à résoudre notamment le problème du « smog »<sup>4</sup> à Londres résultant de la consommation de charbon tant par les ménages que par les entreprises. Pigou a ainsi proposé d'instaurer une taxe sur le charbon afin d'internaliser les externalités négatives, la pollution associée à sa consommation. Cette taxe dite à la Pigou visait à augmenter le prix du charbon afin d'en réduire la demande. Elle suit de plus le principe pollueur-payeur qui suppose que le pollueur supporte le coût social de la pollution. Une difficulté dans la définition des taxes à la Pigou est de déterminer leur niveau optimal : d'une part, l'évaluation des dommages environnementaux peut s'avérer complexe en recourant par exemple à la valeur statistique d'une vie<sup>5</sup> ; d'autre part, ce type de taxes peut s'avérer régressif et son acceptabilité politique très délicate.

Les recettes collectées par la taxation environnementales peuvent générer paradoxalement des recettes fiscales conséquentes. En effet, l'objectif principal d'une taxe à la Pigou est de dissuader la consommation de biens ou de services polluants par la hausse de leur prix. Cependant, certains biens ou services taxés comme les produits pétroliers n'ont pas ou très peu de substituts. L'élasticité de leur demande par rapport à leur prix<sup>6</sup> est alors faible. Dans ce cas, les taxes environnementales entraînent une collecte de recettes importantes, qui est appelée double-dividende. Ces recettes peuvent éventuellement être affectées à des systèmes de prévention ou d'adaptation directement liés aux externalités négatives créées.

---

<sup>4</sup> Le « smog » est une brume épaisse composée de plusieurs polluants. Le grand smog de 1952 qui dura du 5 au 9 décembre aurait provoqué le décès de plusieurs milliers de Londoniens.

<sup>5</sup> L'évaluation des dommages environnementaux par la valeur statistique de la vie consiste à apprécier la hausse de la mortalité induite par la pollution et à en déduire son coût financier. Plusieurs méthodes ont été établies dans la littérature pour estimer cette valeur de la vie qui varie sensiblement d'un pays à l'autre. Quelques pays développés comme la Suède ou la Grande-Bretagne utilisent cette approche pour déterminer si un médicament doit être remboursé ou non par le système national de sécurité sociale.

<sup>6</sup> La notion d'élasticité est largement utilisée en science économique. Elle correspond au ratio de la variation relative des quantités demandées par rapport à la variation relative des prix. La règle de Ramsey stipule ainsi que le taux de la taxe (environnementale ou non) devrait être inversement proportionnelle à l'élasticité de la demande.

Avec ces quelques principes théoriques largement partagés, différentes institutions nationales, régionales ou internationales ont défini concrètement quelles taxes étaient ou pouvaient être considérées comme environnementales. Ainsi, la Commission de l'Union Européenne (UE) définit une taxe environnementale comme « une taxe dont l'assiette est une unité physique (ou une approximation d'unité physique) de quelque chose qui a un impact négatif spécifique et avéré sur l'environnement » (article 2.2 du Règlement UE n°691/2011 du 6 juillet 2011 relatif aux comptes européens de l'environnement<sup>7</sup>). Pour compléter la définition proposée des taxes environnementales, une liste d'assiettes taxables a été établie en 1997 -mises à jour en 2012) par un accord entre Eurostat<sup>8</sup>, les départements en charge de l'environnement et de la fiscalité de la Commission de l'Union Européenne, le l'OCDE et l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). Cette liste est présentée dans le tableau 1 :

**Tableau 1 : Assiettes imposable à une taxe environnementale**

<b>Energie incluant les carburants de transport</b>
Energie pour le transport (carburant)
Essence avec plomb
Essence sans plomb
Diesel
Autres types d'énergie (ex. GPL, gaz naturel, kérosène, mazout...)
Energies pour les machines statiques
Pétrole léger
Pétrole lourd
Gas naturel
Charbon
Coke
Biofuel
Electricité (consommation et production)
Chauffage urbain (consommation et production)
Autres types de produits
Gas à effet de serre
Contenu carbone des produits pétroliers
Emissions de gaz à effet de serre (incluant les permis d'émission)
<b>Transport excluant les carburants</b>
Achats de véhicules à moteur (importations et ventes)
Enregistrement et utilisation des véhicules à moteur (annuel)
Utilisation des routes (taxe de péages)
Redevances d'encombrement et péages urbains
Autres moyens de transport (bateau, avion, train...)
Vols et billets d'avion
Assurance des véhicules (excluant les taxes générales d'assurance)
<b>Pollution</b>
Emissions dans l'air (mesurée ou estimées)
Emissions d'oxyde d'azote (NOx)
Emissions d'oxyde de soufre (SOx)
Autres émissions dans l'air (excluant le CO2)
Substances réduisant l'ozone (ex. CFC, halons...)

<sup>7</sup> <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/FR/TXT/PDF/?uri=CELEX:02011R0691-20140616&from=IT>

<sup>8</sup> Cf. Eurostat, 2024.

- Effluents dans l'eau (mesurés ou estimés)
  - Emissions d'oxydants dans l'eau
  - Autres émissions d'effluents dans l'eau
  - Collecte d'effluents et traitement (taxes annuelles)
- Sources de pollution diffuse dans l'eau
  - Pesticides (contenus chimiques)
  - Fertilisants chimiques (phosphates, nitrogène...)
  - Engrais
- Gestion des déchets
  - Collecte, traitement et stockage
  - Produits individuels (ex. emballages, bouteilles, batteries, pneus, lubrifiants...)
- Bruits (ex. décollage et atterrissage d'avion)

---

**Ressources**

---

- Extraction d'eau
- Récolte de ressources biologiques (ex. bois, chasse, pêche...)
- Extraction de ressources naturelles (ex. mines, pétrole et gaz)
- Déforestation

---

L'OCDE a une définition très proche et considère les domaines environnementaux suivants<sup>9</sup> : « les produits énergétiques, les véhicules motorisés et les services de transport, les émissions mesurées ou estimées dans l'air ou l'eau, les substances appauvrissant la couche d'ozone, certaine source de pollution diffuse de l'eau, la gestion des déchets et le bruit, de même que la gestion de l'eau, des terres, des sols, des forêts, de la biodiversité, de la faune sauvage et des réserves halieutiques ».

La notion de taxe est entendue au sens large et concerne tous les instrument-prix de l'État : gouvernement central ou locaux. La parafiscalité, i.e. les quasi-taxes levées par les agences ou les ministères sectoriels peuvent y être ajoutées selon leur pertinence en terme environnemental. Pour l'UE, la TVA acquittées sur les taxes environnementales et certains prélèvements pré-affectés à des dispositions de protection climatique ou de dépollution relèvent aussi de la fiscalité environnementale. Enfin, les avantages fiscaux peuvent être également considérés dans cette classification. Ainsi, l'analyse les dépenses fiscales ayant un effet direct positif ou négatif sur l'environnement pourraient être assimilable à une taxe environnementale positive ou négative.

La fiscalité environnementale présente plusieurs avantages importants pour les Etats membres de l'UEMOA :

- (1) Les réformes de fiscalité verte peuvent participer à une plus grande mobilisation des recettes intérieure. La rationalisation de certains prélèvements et/ou d'avantages fiscaux concernant les produits pétroliers notamment améliore l'efficacité des système fiscaux nationaux.
- (2) Les réformes de fiscalité environnementale peuvent renforcer l'intégration économique des Etats membres. Le cas des produits pétroliers est particulièrement saillant car des écarts de prix significatifs résultant de politiques nationales de taxation et de subventions divergentes alimente une contrebande entre les pays.

---

<sup>9</sup> OCDE (2023), Taxes liées à l'environnement (indicateur). DOI: 10.1787/e84e17c2-fr (Consulté le 25 avril 2023).

- (3) Les réformes de fiscalité environnementales peuvent également être un instrument permettant aux Etats membres d'accéder à des ressources financières complémentaires dites vertes comme la facilité de Résilience et de Durabilité du Fonds Monétaire Internationale<sup>10</sup> ou des obligations vertes.

A l'instar de la Commission de l'Union Européenne, la Commission de l'UEMOA pourra définir une fiscalité environnementale pour les Etats membres. Les recettes (et éventuellement les dépenses) fiscales associées pourraient être publiées annuellement par les Etats membres en annexe de leur loi budgétaire respective. En considérant les caractéristiques économiques et environnementales des Etats membres, l'analyse proposée porte sur les taxes et les régimes fiscaux suivants :

1. Taxes sur l'énergie incluant les carburants utilisés par les services de transport,
2. Taxes sur le transport excluant les carburants,
3. Taxation sur la pollution (émissions de CO<sub>2</sub>, déchets, matières plastiques...),
4. Fiscalité des activités extractives (mines, pétrole).

Une analyse plus exhaustive des taxes environnementales pourrait intégrer les éléments suivants : l'agriculture et la taxation/subvention des engrais chimiques, la sylviculture et les instruments fiscaux de lutte contre la déforestation, la taxation du secteur de la pêche...

---

<sup>10</sup> <https://www.imf.org/fr/About/Factsheets/Sheets/2023/Resilience-Sustainability-Facility-RSF>

### III. La taxation des produits pétroliers

Selon l'Agence Internationale de l'Energie (AIE), la première source d'énergie consommée en UEMOA comme dans le reste de l'Afrique est l'usage traditionnel de la biomasse essentiellement pour la cuisine comme la consommation de bois, de charbon de bois ou d'autres formes qui ont une très faible efficacité énergétique. Le tableau 2 présente les sources d'énergie consommées en UEMOA en 2021. Les données pour le Burkina Faso, le Mali et le Niger ne sont pas disponibles. La biomasse (bois et charbon de bois) demeure très importante en particulier au Bénin et au Togo. Son usage est plus limité au Sénégal. Cette source d'énergie est principalement informelle associée à une activité peu réglementée et difficilement taxable. Les autres sources d'énergie, notamment le pétrole, le gaz naturel ou les énergies renouvelables, nécessitent des infrastructures pour leur distribution et sont davantage réglementées.

**Tableau 2 : Consommation d'énergie en UEMOA en 2021**

	Biocarburant et déchets	Energies fossiles			Energies renouvelables		TJ
		Pétrole	Gas naturel	Charbon	Hydraulique	Energies éolienne, solaire.	
<b>Bénin</b>	123 301 60,40%	71 240 34,90%	6 450 3,20%	3 243 1,60%		60 0,00%	204 294
<b>Côte d'Ivoire</b>	273 474 56,50%	116 511 24,10%	84 731 17,50%		9 392 1,90%	63 0,00%	484 171
<b>Sénégal</b>	82 236 39,10%	102 864 48,90%	254 0,10%	21 791 10,40%		3 380 1,60%	210 525
<b>Togo</b>	128 536 82,80%	21 452 13,80%	4 508 2,90%		587 0,40%	205 0,10%	155 288

Source : AIE et auteurs.

La taxation des produits pétroliers est un élément essentiel de la fiscalité environnementale. Les prix des produits pétroliers sont administrés en UEMOA comme dans la plupart des pays en développement. Cette régulation signifie un contrôle des prix qui peut s'étendre non seulement aux ménages se fournissant dans les réseaux de stations-service mais également aux entreprises se fournissant hors réseau et directement auprès des marketeurs. Ces prix sont politiquement sensibles comme l'attestent les nombreux exemples d'émeutes suscitées par une hausse du prix des carburants (par exemple au Nigeria en mai 2023, en Angola en juin 2023, au Kenya en juillet 2024...).

La Commission de l'UEMOA a produit une Directive en 2001<sup>11</sup>, modifiée en 2007, qui vise à l'harmonisation de la taxation des produits pétroliers. Cette directive précise les modalités de taxation de ces produits, à savoir le tarif extérieur commun (TEC), la TVA et une taxe spécifique unique qui consolide les droits d'accise. L'article 8 établit une taxe spécifique par litre de carburant. L'article 13 interdit les subventions directes aux produits pétroliers, mais autorise des subventions directes aux entreprises si celles-là ne faussent pas la concurrence. Enfin, la Directive établit un principe de convergence des prix des produits pétroliers en particulier entre l'essence ou supercarburant et le diesel.

Cette Directive a eu un effet très limité et n'apparaît guère respectée. Le tableau 3 présente les prix à la pompe de l'essence, du diesel et kérosène dans les pays de l'UEMOA. Ces prix varient

<sup>11</sup> Directive n°06/2001/CM/UEMOA du 26 novembre 2001, modifié par la Directive n°01/2007/CM/UEMOA du 6 avril 2007.

considérablement entre les États membres. Le Sénégal affiche les prix les plus élevés pour l'essence (990 FCFA/l.), tandis que le Niger propose les prix les plus bas (499 FCFA/l.). Pour le diesel, le Togo présente le prix le plus élevé (850 FCFA/l.), tandis que le Niger a le prix le plus faible (618 FCFA/l.).

Ces écarts de prix reflètent non seulement les caractéristiques économiques et les positions géographiques des pays de l'UEMOA, mais également leurs politiques publiques en matière de taxation ou de subvention des produits pétroliers. Par exemple, le Niger produit et raffine et le faible prix des produits pétroliers peut être vu comme un moyen très imparfait de redistribuer une part de la rente pétrolière à la population. Le Burkina Faso (850 FCFA/l.) et le Mali (850 FCFA/l.) affichent des prix relativement élevés, en raison de leur enclavement, entraînant des coûts de transport et d'approvisionnement plus importants. Les prix plus faibles au Bénin et au Togo peuvent résulter d'une plus grande leur facilité d'approvisionnement et l'importance du secteur du transport dans leur économie, ces deux pays ayant des ports qui desservent les pays enclavés notamment. La proximité du Nigeria qui a longtemps subventionné l'essence peut exercer également une pression à la baisse dans ces deux pays afin de réduire les risques de contrebande. Enfin, les prix en Côte d'Ivoire (875 FCFA/litre) et au Sénégal (990 FCFA/litre) peuvent sans doute être attribués à leur économie plus développée au sein de la sous-région.

Une analyse de la structure des prix des produits pétroliers permettrait d'expliquer en partie du moins les différences de prix et leur taxation et/ou subvention. Seuls, les structures de prix du Burkina Faso et du Niger étaient accessibles en ligne et ont pu être consultées (cf. tableaux 3 et 4). La publication de ces structures de prix relève des meilleures pratiques internationales et contribuent à une relative dépolitisation de ces prix en détaillant les différents postes dans la distribution des produits.

Le Burkina Faso a une subvention nette pour le diesel mais collecte des recettes fiscales sur le supercarburant avec les droits et taxes en douane, la taxe sur les produits pétroliers, la TVA. Le prix d'entrée (prix CAF) du diesel est près du double de celui de l'essence, cet écart pouvant relever de certains dysfonctionnements dans l'approvisionnement. A la fiscalité s'ajoute la ligne subvention positive (recettes) ou négative (dépenses). Une simple analyse montre que le prix d'entrée des produits (prix d'acquisition) est respectivement égal à 42,5% du prix à la pompe pour l'essence et à 107,5% pour le diesel. A cela s'ajoutent les frais, coûts et marges des différents intervenants (importateurs, marketeurs et distributeurs) qui représentent 18,3% du prix à la pompe pour l'essence et 23,3% pour le diesel.

La structure du Niger est sensiblement plus complexe et fait apparaître des entreprises publiques la société de raffinage de Zinder (SORAZ) et la société nigérienne des produits pétroliers (SONIDEP). Les prix d'entrée (prix de cession SORAZ) de l'essence et du diesel sont sensiblement proches. Les recettes fiscales sont respectivement de 161 FCFA/l. pour l'essence et de 116 FCFA/l. pour le diesel. Des charges parafiscales comme le marquage des produits, les frais de Pétrolab et l'autorité de régulation du secteur de l'énergie (ARSE) s'y ajoutent. Les prix d'entrée sont de 60% du prix à la pompe pour l'essence et de 49% pour le diesel. Les taux de prélèvement fiscal de près de 30% pour l'essence et de 17% pour le diesel.

*La Commission de l'UEMOA pourrait revoir la Directive n°01/2007/CM/UEMOA du 6 avril 2007 portant sur l'harmonisation de la taxation et de la subvention des produits pétroliers en recherchant à établir à minima : la transparence et la publication des structure des prix nationaux des produits ; une révision des marges et des coûts des différents intervenants ; l'instauration d'une structure hors réseau pour les entreprises qui serait moins soutenu*

*budgétairement ; un rapprochement des prix des produits (essence et diesel) voire la réduction des subventions sur le diesel si celui-ci est moins consommé directement et indirectement par les ménages pauvres.*

**Tableau 3 : Structure des prix, Burkina Faso, dépôt de Bingo, 2024**

Désignation	Super 91 FCFA/litre	Gasoil FCFA/litre	Pétrole FCFA/litre
<b>Prix CAF dépôts côtiers</b>	<b>361,2</b>	<b>725,52</b>	<b>752,41</b>
Charges dépôts côtiers	15,55	15,19	15,69
Transport et transit	52,11	52,11	52,11
Frais de marge importateur	27,93	27,93	27,93
Subvention	57,4	-509,97	
<b>Prix de vente sortie dépôt HT</b>	<b>514,18</b>	<b>310,78</b>	<b>848,14</b>
Droits et taxes de douanes	46,74	88,6	51,86
Taxe sur les produits pétroliers	125	50	0
TVA	104,08	163,63	0
<b>Prix de vente sortie dépôt TTC</b>	<b>790</b>	<b>613</b>	<b>900</b>
Frais et marge distributeur	36	40	25
Frais et marge détaillants	24	22	25
<b>Prix de vente à la pompe</b>	<b>850</b>	<b>675</b>	<b>950</b>
<b>Recettes fiscales totales</b>	<b>275,82</b>	<b>302,23</b>	<b>51,86</b>
<b>Transfert (taxe/subvention)</b>	<b>333,22</b>	<b>-207,74</b>	<b>51,86</b>
<b>Analyse de la structure des prix</b>			
Prix d'entrée/prix de vente à la pompe	42,5%	107,5%	79,2%
Frais et marge/prix de vente à la pompe	18,3%	23,3%	15,3%
Taux de prélèvement fiscal sur le prix de vente à la pompe	32,4%	44,8%	5,5%

*Source : Arrêté conjoint n°2024-001/MDICAPME/MEFP du 6 février 2024 portant composition des structures des prix des hydrocarbures.*

**Tableau 4 : Structure des prix, Niger, SORAZ, août 2022**

Désignation	Super 91	Gasoil	Fuel Oil Domestic (FOD)
	FCFA/litre	FCFA/litre	FCFA/litre
<b>Prix de cession SORAZ[2]</b>	<b>324</b>	<b>328</b>	<b>328</b>
TIPP 7,5%	24,3	24,6	0
TVA 19%	61,56	62,32	62,32
TPP	75	29	0
<b>Total fiscalité</b>	<b>85,86</b>	<b>86,92</b>	<b>62,32</b>
<b>Prix de revient TTC</b>	<b>409,86</b>	<b>414,92</b>	<b>390,32</b>
Coulage dépôt	2,66	2,07	1,11
Frais passage dépôt SODINEP	5	15	5
Amortissement, entretien, frais généraux	4,6	25	6,9
Frais financiers			
a. sur stock de sécurité	1,57	2,69	1,61
b. sur crédits clients	2,36	3,01	2,44
Intervention SODINEP	4,67	15	4,67
Bénéfice SODINEP	4,48	15	5,56
<b>Sous total rémunération SONIDEP</b>	<b>25,34</b>	<b>77,77</b>	<b>27,29</b>
Transport SORAZ-dépôts intérieurs	37	45	37
Coulage transport	3,14	1,64	2,39
Livraison villes satellites	2,5	5	0
<b>Prix cession SODINEP[3]</b>	<b>477,84</b>	<b>544,33</b>	<b>457</b>
Amortissement, entretien, frais généraux	22,14	18,5	0
Bénéfice distributeur	8	10	0
Frais livraison ville	3,5	4	0
Marge détaillant	15	17	0
Appui à l'énergie	2	62,65	0
Marquages des produits pétroliers	9,52	9,52	
Pétrolab	1	1	
<a href="#">ARSE[4]</a>	1	1	
<b>Prix de revient détail</b>	<b>540</b>	<b>668</b>	<b>457</b>
<b>Prix de vente détail</b>	<b>540</b>	<b>668</b>	<b>457</b>
<b>Recettes fiscales totales</b>	160,86	115,92	62,32
<b>Recettes parafiscales totales</b>	11,52	11,52	0
<b>Transfert (taxe/subvention)</b>	2	62,65	0
<b>Analyse de la structure des prix</b>			
Prix d'entrée/prix de vente à la pompe	60,0%	49,1%	71,8%
Frais et marge/prix de vente à la pompe	21,6%	26,8%	14,6%
Taux de prélèvement fiscal sur le prix de vente à la pompe	29,8%	17,4%	13,6%

Source : Arrêté n°0057/MC/SG/DGC/DCI/LCVC du 31 juillet 2022 fixant les prix de vente détail à la pompe du super 91, du gasoil, du mélange 2 temps et du FOD.

#### IV. La taxation du transport (hors carburant)

La taxation du secteur des transports peut être directe et indirecte. Dans plusieurs pays de la région, les transporteurs publics de personnes ou de marchandises sont soumis à des régimes particuliers comme des taxes professionnelles uniques et des patentes. Ce type de taxe ne relève pas de la fiscalité environnementale dans les approches standards de l'UE ou de l'OCDE. Néanmoins, si la Commission de l'UEMOA les estime pertinentes, elles pourraient être intégrées dans une revue plus exhaustive.

La Commission de l'UEMOA a produit une directive qui vise à harmoniser les législations en matière de droits d'accises. Celle-ci prévoit que « les véhicules de tourisme dont la puissance est supérieure ou égale à 13 chevaux » (CV) sont « susceptibles d'être soumis à un droit d'accises », à l'importation et en régime intérieur, avec un taux d'imposition compris entre 5% et 10%<sup>12</sup>. En 2024, le Burkina Faso et le Togo ont choisi le taux minimum de 5%, tandis que le Bénin, la Côte d'Ivoire, le Mali, le Niger et le Sénégal appliquent le taux maximum de 10%. Depuis 2019, une décision communautaire souhaite « généraliser l'application des droits d'accises sur tous les véhicules de tourisme sans considération de la puissance »<sup>13</sup>. Seul le Mali semble toutefois avoir pour l'instant transposé cette décision dans sa législation nationale via sa loi de finances 2022.

Des taxes sur les véhicules à moteur (ou vignettes) sont aussi exigibles chaque année pour tous les véhicules immatriculés (cf. Tableau 5). Ces taxes annuelles varient selon le type de véhicule (nombre de roues, nombre de places), la puissance du moteur (nombre de chevaux ou cylindrée) et son utilisation (transport de personnes ou de marchandises, transport public ou privé). Des droits d'enregistrement sur les véhicules à moteur peuvent aussi compléter ces prélèvements.

La plupart de ces taxes s'appuie sur la puissance fiscale évaluée en Cheval fiscal (CV). Cette mesure est administrative et peut varier sensiblement d'un pays à l'autre. La France a modifié plusieurs fois la définition du CV. Depuis 2020, cette mesure ne dépend plus que de la puissance nette du moteur. La Belgique utilise la cylindrée du moteur et la Grande-Bretagne ou la Suisse recourt à une formule qui intègre la taille et le nombre des cylindres du moteur. Cette mesure a eu un impact important sur les constructeurs automobiles qui ont modifié la taille des cylindres ou des moteurs afin d'en réduire la charge fiscale induite.

*La Commission de l'UEMOA pourrait revoir l'assiette des taxes levées sur la puissance fiscale des véhicules en établissant sa propre définition de cette assiette. Plusieurs possibilités existent qui sont plus ou moins complexes et faciles à administrer notamment par les administrations douanières. Cette définition devrait être liée davantage aux émissions de CO<sub>2</sub> en reprenant par exemple la classification internationale WLTP<sup>14</sup>. L'âge et le poids des véhicules privés sont aussi des paramètres à considérer.*

---

<sup>12</sup> Directive n°03/98/CM/UEMOA du 22 décembre 1998 (art. 2 et 6), modifiée par la Directive n°03/2009/CM/UEMOA du 27 mars 2009 (art. 1).

<sup>13</sup> Décision n°02/CM/2019/UEMOA du 21 juin 2019 (annexe).

<sup>14</sup> Le WLTP (Worldwide Harmonised Light Vehicle Test Procedure) est une nouvelle classification des émissions de CO<sub>2</sub> pour tous les nouveaux véhicules produits depuis 2017. De nombreux pays développés l'ont récemment adopté pour déterminer la charge fiscale des véhicules à partir des émissions de CO<sub>2</sub>/km établi.

**Tableau 5 : Droits d'accises sur les véhicules de tourisme et taxes sur les véhicules à moteur**

Pays	Véhicule à moteur de tourisme	Véhicule		Véhicules de société	Véhicule de transport public		Véhicules de transport
	Droit d'accise	2 roues	3 roues		de personnes	de marchandises	Personnes ou marchandises
<b>Bénin</b>	10% si P>13CV	Non taxée	15000 FCFA/an	≤ 7 CV : 150 000 FCFA/an > 7 CV : 200 000 FCFA/an	0-9 places : 38 000 FCFA/an 10-20 places : 57 000 FCFA/an > 20 places : 86 800 FCFA/an	0-2,5 t : 49 500 FCFA/an 2,6-5 t : 57 000 FCFA/an 5,01-10 t : 86 800 >10 t : 136 400 FCFA/an	≤ 7 CV : 20 000 FCFA/an 8-10 CV : 30 000 FCFA/an 11-15 CV : 40 000 FCFA/an >15 CV : 60 000 FCFA/an
<b>Burkina Faso</b>	P>13CV (importation)	< 3 CV : 10 000 FCFA/immatriculation 3-5 CV : 20 000 FCFA/immatriculation > 5 CV : 30 000 FCFA/immatriculation		≤ 8 CV : 7 000 FCFA/an 9-15 CV : 10 000 FCFA/an 16-20 CV : 20 000 FCFA/an 21-30 CV : 30 000 FCFA/an 31-40 CV : 40 000 FCFA/an > 40 CV : 50 000 FCFA/an			
<b>Côte d'Ivoire</b>	10% si P>13CV				Taxes communales		
<b>Mali</b>	10%	≤ 50 cm3 de cylindrée : 3 000 FCFA/an 51-125 cm3 de cylindrée : 6 000 FCFA/an > 125 cm3 de cylindrée : 12 000 FCFA/an		2-6 CV : 7 000 FCFA/an 7-9 CV : 13 000 FCFA/an 10-14 CV : 32 000 FCFA/an 15-19 CV : 50 000 FCFA/an ≥ 20 CV : 75 000 FCFA/an			
<b>Niger</b>	10% si P>13CV	1-2 CV : 5 000 FCFA/an 3-6 CV : 15 000 FCFA/an 7-11 CV : 20 000 FCFA/an 12-14 CV : 25 000 FCFA/an 15-19 CV : 35 000 FCFA/an 20-24 CV : 45 000 FCFA/an ≥ 25 CV : 60 000 FCFA/an					
<b>Sénégal</b>	10% si P>13CV			≤ 4 CV : 50 000 FCFA/an 5-11 CV : 100 000 FCFA/an ≥ 12 CV : 200 000 FCFA/an			
<b>Togo</b>	5% si P>13CV				< 5 CV : 5 000 FCFA/an 5-7 CV : 10 000 FCFA/an 8-11 CV : 15 000 FCFA/an 12-15 CV : 20 000 FCFA/an 16-20 CV : 30 000 FCFA/an > 20 CV : 40 000 FCFA/an	< 5 CV : 20 000 FCFA/an 5-7 CV : 30 000 FCFA/an 8-11 CV : 40 000 FCFA/an 12-15 CV : 45 000 16-20 CV : 50 000 > 20 CV : 55 000 FCFA/an	

Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

## V. La taxation de la pollution

La taxation sur la pollution est un élément essentiel de la fiscalité environnementale. Suivant le tableau 1, ce type de taxe s'applique notamment aux émissions dans l'air, dans l'eau et aux déchets. Avec le soutien d'institutions régionales ou internationales, plusieurs Etats membres, en particulier le Sénégal et la Côte d'Ivoire considèrent l'introduction d'une taxe carbone. Cependant, aucun Etat n'a pour l'instant instauré de taxe sur les émissions distinctes des taxes précédemment décrites sur les produits pétroliers.

Pour lutter contre la pollution plastique, la Commission a produit une directive communautaire<sup>15</sup> levant un droit d'accises sur les « sachets en matière plastique », selon un taux compris entre 5% et 10% (cf. Tableau 6). Le Bénin et le Burkina Faso ont choisi le taux minimum de 5%, tandis que le Mali applique le taux maximum de 10%. Au Sénégal et au Niger en revanche, les taux ne semblent pas respecter la directive communautaire. Au Sénégal, une « taxe sur les sachets, conditionnements ou emballages non récupérables » a été instaurée en 2018. Son taux est compris entre 0,3% et 2,5% en fonction de l'origine (production locale ou importation), du volume, du poids et de la présence ou non de contenu dans les emballages. Au Niger, une « taxe de protection de l'environnement » prévoit un taux majoré à 40% pour les emballages plastiques. En Côte d'Ivoire enfin, la « taxe spéciale sur certains produits en matière plastique » est un impôt spécifique d'un montant fixé à 50 FCFA/kg.

A l'exception de la Côte d'Ivoire, les Etats membres lèvent une taxe ad valorem sur les sacs plastique. L'alternative est une taxe spécifique comme en Côte d'Ivoire, un montant fixe par unité (kg) de sacs plastiques. La forme de cette taxe influence son effet final sur le prix. Or, il est généralement reconnu<sup>16</sup> qu'une taxe spécifique impacte davantage le prix du bien taxé qu'une taxe ad valorem.

*La Commission pourrait privilégier la forme spécifique pour la taxation de produits comme les sacs plastiques (comme en Côte d'Ivoire) dont l'effet environnemental est évident et dont les substituts (sacs papiers ou biodégradables) existent. Plus généralement, la Commission pourrait assister les Etats membres dans la définition de taxes sur les émissions dans l'air et dans l'eau.*

**Tableau 6 : Taxes sur les sachets en matières plastiques**

Pays	Taxes sur les sachets en matières plastiques
Bénin	5%
Burkina Faso	5%
Côte d'Ivoire	50 FCFA/kg
Mali	10%
Sénégal	<b>Emballages avec contenu :</b> Production locale : – Volume < 20L ou Poids < 25 kg : 0,5% – Volume ≥ 20L ou Poids ≥ 25 kg : 0,3% Importations : – Volume < 20L ou Poids < 25 kg : 0,6%

<sup>15</sup> Directive n°03/98/CM/UEMOA du 22 décembre 1998 (art. 2 et 6), modifiée par la Directive n°03/2009/CM/UEMOA du 27 mars 2009 (art. 1).

<sup>16</sup> De nombreux travaux sur la taxation du tabac ont montré qu'une taxe spécifique est plus efficace pour augmenter le prix des cigarettes et dissuader leur consommation (cf. Chaloupka et al., 2021).

	– Volume $\geq$ 20L ou Poids $\geq$ 25 kg : 0,8% <b>Emballages sans contenu :</b> Production locale : 1,5% Importations : 2,5%
Niger	40% <sup>17</sup>
Togo	Aucune <sup>18</sup>

*Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.*

---

<sup>17</sup> Au Niger, une taxe de protection de l'environnement est instituée à hauteur de « 5% la valeur des produits polluant ou dégradant l'environnement. Toutefois, le taux est de 40% pour les emballages plastiques. » (CGI, art. 311).

<sup>18</sup> Au Togo, des droits d'accises de 5% sur les « sachets en matière plastique biodégradables » existaient jusqu'en 2014 (CGI, art. 390). Néanmoins ces droits d'accises semblent avoir été abrogés par la loi de finances 2015 (art. 5), sans avoir apparemment été remplacés par une autre taxe.

## **VI. La fiscalité des activités extractives (mines, pétrole).**

La fiscalité environnementale des activités extractives concerne les taxes spécifiques à ce secteur comme les redevances minières ou pétrolières ou les taxes d'abattage pour la sylviculture. Les impôts sur le revenu de type impôt sur les sociétés (IS) ou impôt sur les dividendes ne relèvent pas de la taxation environnementale. La Commission de l'Union européenne exclut également les industries extractives (mines et pétrole) dans son appréciation de la fiscalité environnementale (cf. Eurostat, 2024) car l'importance de ces activités varie sensiblement d'un pays membre à l'autre, limitant leur portée dans une comparaison internationale.

Cette note propose une brève description des régimes miniers et pétroliers des Etats membres de l'UEMOA. Les annexes B et C présentent le partage des rentes minière et pétrolière qui dépasse le strict cadre de la fiscalité environnementale en UEMOA. Elles s'appuient sur les travaux de la FERDI en matière de calcul du Taux effectif moyen d'imposition (TEMI).

*La Commission de l'UEMOA pourrait compléter cette revue des taxes spécifiques aux secteurs extractifs en intégrant notamment la sylviculture et en appréciant l'efficacité relative des différents types de prélèvements (taxes ad valorem de type redevance minière, taxes superficielles, permis d'exploitation...).*

### **VI.1. Les régimes fiscaux miniers**

Le secteur minier est un secteur porteur en UEMOA. La transition énergétique est une opportunité pour les pays riches en minerais. Les technologies vertes notamment sont très gourmandes en métaux. La demande est attendue en forte hausse, notamment concernant le cobalt et le lithium, nécessaires aux batteries électriques. Il en va de même des métaux critiques et des terres rares. Le secteur minier occupe une part importante dans l'économie de certains d'entre eux. Selon l'ITIE en 2021, le Burkina Faso, le Mali et, dans une moindre mesure, le Sénégal sont les pays dans lesquels la contribution du secteur minier est la plus importante, à hauteur de 14,3%, 9,2%, et 4,8% du PIB respectivement. En revanche, cette part est plus modeste en Côte d'Ivoire (2,5%) et au Togo (1,4%). Les pays de l'UEMOA produisent principalement de l'or, du phosphate et du manganèse. Le Burkina Faso est le 12<sup>e</sup> producteur mondial d'or, la Côte d'Ivoire le 9<sup>e</sup> producteur de manganèse et le Sénégal le 13<sup>e</sup> producteur de phosphate en 2021 (USGS, 2023). De l'uranium est uniquement extrait au Niger avec un volume de 3000 tonnes (ITIE, 2021), ce qui le hisse au 6<sup>e</sup> ou 7<sup>e</sup> rang mondial. Le secteur minier représente environ 79% des exportations au Burkina Faso et au Mali (ITIE, 2021), témoignant de l'importance du secteur dans leurs économies<sup>19</sup>. Outre l'uranium et le phosphate, la zone UEMOA possède par ailleurs des minéraux critiques pour la transition énergétique, qui sont susceptibles de connaître une forte exploitation dans les années à venir. Par exemple, il existe une extraction de lithium au Mali, de manganèse en Côte d'Ivoire et au Sénégal, de zinc au Burkina et de nickel au Sénégal.

Les contrats de concession demeurent les régimes les plus fréquents aujourd'hui dans le secteur minier, même si quelques pays commencent à évoquer la possibilité de partage de production<sup>20</sup>. L'exploitation minière dans les pays de l'UEMOA se fait tant à l'échelle industrielle

---

<sup>19</sup> D'après le FMI, un pays peut être considéré comme riche en ressources naturelles lorsque les produits du secteur extractif représentent plus de 25% des exportations totales (Lundgren et al, 2013), voire 20%.

<sup>20</sup> La possibilité d'un partage de production concernant les substances minérales est par exemple évoquée dans le code minier du Sénégal (code minier 2017, art. 33 et suivants) et du Mali (code minier 2023, art. 7).

qu'artisanale. La stabilité du régime fiscal est souvent justifiée par la volonté d'attirer les investisseurs. Cependant, son application sur une longue période, couvrant généralement toute la durée de vie du permis ou de la convention, limite la capacité de l'État à réviser une fiscalité qui serait inadaptée, sauf en cas de renégociation. La fiscalité minière constitue une source de revenus significative pour certains pays de la région.

La plupart des pays de l'UEMOA ont entrepris de réformer leur code minier durant les dernières années : le Mali en 2023 (Loi n°040/2023), le Niger en 2022 (Loi n°033/2022), le Sénégal en 2016 (Loi n°032/2016), le Burkina Faso en 2015 (Loi n°036/2015) et la Côte d'Ivoire en 2014 (Loi n°632/2014). Le Bénin et le Togo n'ont en revanche pas effectué de révisions récentes. Le code minier du Bénin date de 2006 (Loi n°017/2006) et celui du Togo remonte à 1996 (Loi n°004-1996). Les ressources naturelles présentes dans le sol et le sous-sol étant, de par la loi, la propriété de l'État, l'activité minière nécessite l'obtention d'une autorisation qui prend la forme d'un titre minier. À l'échelle industrielle, ce titre minier est un permis d'exploitation ou une concession minière. Une convention minière est également signée entre l'entreprise et l'État, qui établit le contrat de concession et la fiscalité applicable au projet minier.

Les contrats de concession reposent sur un ensemble de prélèvements fiscaux et parafiscaux (cf. Tableau 7). Certains de ces prélèvements sont spécifiques au secteur minier (droits fixes, redevance superficielle, redevance minière ad valorem, taxe sur la rente ou taxe sur les profits additionnels, participation de l'État). Ces taxes participent à la fiscalité environnementale des pays. D'autres relèvent du droit commun (impôt sur les sociétés, impôt minimum forfaitaire, impôt sur le revenu des capitaux mobiliers) mais peuvent connaître des dérogations sectorielles, telles que des taux majorés, des taux réduits ou des exonérations totales ou partielles. Dans le cas d'une concession ou d'un permis d'exploitation minière à grande échelle, l'impôt sur les sociétés devrait être le prélèvement qui rapporte le plus de recettes. Néanmoins, du fait de l'incertitude inhérente à l'activité extractive, notamment les fluctuations des cours des matières premières, ainsi qu'en raison de possibles stratégies d'optimisation fiscale, la redevance minière ad valorem occupe souvent une place prépondérante dans les recettes perçues par l'État sur un projet minier.

#### **Tableau 7 : Synthèse des régimes fiscaux miniers, en vigueur en 2023, concernant l'exploitation minière industrielle**

	Bénin	Burkina Faso	Côte d'Ivoire	Mali	Niger	Sénégal	Togo
<b>Droits fixes</b> (Attribution)	20 M FCFA	10 à 25 M FCFA	5 M FCFA	40 à 100 M FCFA	7 à 9 M FCFA	10 M FCFA	7,5 M FCFA
<b>Droits fixes</b> (Renouvellement)	25 M FCFA	15 à 60 M FCFA	7 M FCFA	40 à 100 M FCFA	7 à 9 M FCFA	10 M FCFA	7,5 M FCFA
<b>Redevance</b> <b>superficiaire</b>	Arrêté des Ministres des Mines et des Finances	7,5 à 25 M FCFA/km <sup>2</sup> /an	250 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an	100 à 250 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an	5 à 10 M FCFA/km <sup>2</sup> /an	250 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an	150 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an
<b>Redevance</b> <b>minière</b>	Or : 2%	Or : 3% à 7%	Or : 3% à 6%	Or : 3% + 5%	Or : 5,5% à 7%	Or : 5%	Or : 3%
	Cuivre : 3%	Zinc : 3% min	Nikel : 3,5%	Diamants : 3%	Uranium : 7%	Phosphate : 6%	Phosphate : 5%
	Diamants : 5%	Argent : 5%	Manganèse : 1,5% à 3,5%	Autres : 1%	Diamants : 7,5%	Diamants : 3% à 5%	
<b>Redevance</b> <b>supplémentaire</b>	Aucune	Aucune	Aucune	Redevance surproduction	Aucune	Aucune	Aucune
<b>Impôt sur</b> <b>les sociétés</b>	30%	27,50%	25%	30%, réduit à 25% sur 3 ans	30%	30%	27%
<b>Impôt min.</b> <b>forfaitaire</b>	1%	0,50%	0,50%	1%	1%	0,50%	1%
<b>Revenu valeurs</b> <b>mobilières</b>	10%	Exo : 7 ans max 6,25%	15%	10%	10%	Exo : 3 ans 10%	13%
<b>Participation</b> <b>de l'État</b>	10% min.	10% min.	10% min. 25% max.	10% min.	10% min. 40% max.	10% min. 35% max.	10% min. 30% max.

Taxes environnementales

Taxes hors fiscales  
environnementales

Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

Les impôts sur la production regroupent différents prélèvements qui pèsent sur les coûts de production des entreprises. Ces impôts ont pour objectif de sécuriser les recettes de l'Etat. C'est

le cas des droits fixes, dont le paiement intervient lors de l'octroi, du renouvellement ou de la cession d'un permis minier. Toutefois, leur valeur reste très modeste. Dans les pays de l'UEMOA, ces droits se situent dans une fourchette allant de quelques millions de FCFA seulement (5 M FCFA pour un permis d'exploitation en Côte d'Ivoire) à plusieurs dizaines de millions (jusqu'à 100 M FCFA au Mali). La redevance superficielle annuelle est un deuxième impôt sur la production qui est calculé en fonction de la superficie du permis minier. Elle est relativement faible au Mali, Togo, Bénin et en Côte d'Ivoire avec des montants compris entre 100 000 à 250 000 FCFA/km<sup>2</sup>/an. Elle est en revanche plus élevée au Burkina Faso et au Niger, avec des montants allant de 5 jusqu'à 25 M FCFA/km<sup>2</sup>/an.

La redevance minière est le principal impôt sur la production. Il s'agit d'une taxe ad valorem qui frappe la valeur de la production. L'assiette peut être définie comme le chiffre d'affaires brut (Burkina Faso, Côte d'Ivoire), la valeur carreau mine (Bénin, Mali) ou encore sur la valeur du produit sans frais de transport (Niger, Sénégal, Togo). Son taux est différencié selon les catégories de minerais et peut être fixe ou variable selon les législations des pays. Pour l'or, les taux sont fixes au Bénin (2%), au Sénégal (5%) au Mali et au Togo (3%). Toutefois, de plus en plus de pays introduisent des taux variables en fonction du cours de l'or. Dans l'UEMOA, c'est le cas du Burkina Faso (3% à 7%<sup>21</sup>), de la Côte d'Ivoire (3% à 6%<sup>22</sup>) et du Niger (5,5% à 7%<sup>23</sup>). Pour le phosphate, la redevance s'élève à 6% au Sénégal<sup>24</sup> et 5% au Togo, qui sont les gros producteurs dans la zone. Du manganèse est principalement produit en Côte d'Ivoire où il est taxé à un taux variable de 1,5% à 5%<sup>25</sup>. De l'uranium est également extrait au Niger, imposé à 7%. Le zinc est soumis à un taux variable de 3% minimum au Burkina Faso<sup>26</sup>. Enfin, pour les pierres précieuses, la redevance est fixe au Burkina Faso (7%), en Côte d'Ivoire (3%) et au Niger (15%).

Le Mali présente la particularité de posséder plusieurs redevances. La Taxe Ad Valorem (TAV), décrite précédemment, est la principale redevance minière. Elle s'élève à 1% ou 3% de la valeur carreau mine selon le minerai. Pour l'or et le marbre uniquement, un droit d'accises est également exigé. Cet Impôt Spécial sur Certains Produits (ISCP) frappe 5% du chiffre d'affaires hors taxes. De plus, le code minier prévoit une redevance de surproduction. Le titulaire d'un permis d'exploitation est en effet tenu de s'en acquitter lorsque la production dépasse de plus de 30% le niveau initialement prévu par l'étude faisabilité. Le taux et les modalités de cette taxe

---

<sup>21</sup> Au Burkina Faso, l'or est soumis à une redevance minière dont le taux est variable en fonction du cours de l'onze : 3% lorsque le cours est inférieur ou égal à 1000 \$/oz ; 4% lorsque le cours est compris entre 1000 et 1300 \$/oz ; 5% lorsque le cours est compris entre 1300 et 1500 \$/oz ; 6% lorsque le cours est compris entre 1500 et 1700 \$/oz ; 6,5% lorsque le cours est compris entre 1700 et 2000 \$/oz ; et 7% lorsque le cours est supérieur à 2000 \$/oz (Décret n°1454-2023, art. 14).

<sup>22</sup> En Côte d'Ivoire, l'or est soumis à une taxe ad valorem dont le taux est variable en fonction du cours de l'onze : 3% lorsque le cours est inférieur ou égal à 1000 \$/oz ; 3,5% lorsque le cours est compris entre 1000 et 1300 \$/oz ; 4% lorsque le cours est compris entre 1300 et 1600 \$/oz ; 5% lorsque le cours est compris entre 1600 et 2000 \$/oz ; et 6% lorsque le cours est supérieur à 2000 \$ (Ordonnance n°148-2014, art. 5).

<sup>23</sup> Au Niger, l'or est soumis à une redevance minière dont le taux est variable en fonction du cours de l'onze : 5,5% lorsque le cours est inférieur ou égal à 1300 \$/oz ; 6% lorsque le cours est compris entre 1300 et 2000 \$/oz ; et 7% lorsque le cours est supérieur ou égal à 2000 \$/oz (Loi n°2022-33, art. 186).

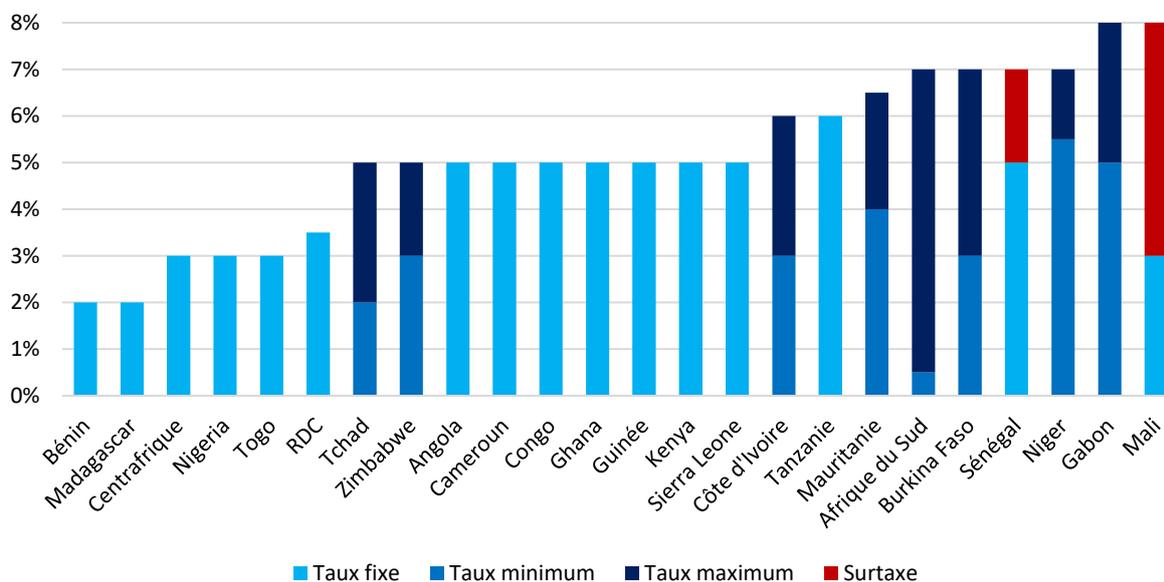
<sup>24</sup> Au Sénégal, le phosphate est soumis à une redevance minière au taux de 5% (Loi 2016-032, art. 177), à laquelle s'ajoute une « redevance sur le phosphate brut » au taux de 1% (Loi 2022-019, art. 85).

<sup>25</sup> En Côte d'Ivoire, le manganèse est soumis à une redevance minière dont le taux diffère en fonction du degré de transformation : 1,5% pour le métal ; 3% pour le minerai enrichi ou concentré ; et 3,5% pour le minerai brut (Ordonnance n°148-2014, art. 5).

<sup>26</sup> Au Burkina Faso, le zinc est soumis à une redevance minière dont le taux est variable en fonction du cours de la tonne : 3% lorsque le cours est inférieur ou égal à 2000 \$/t ; puis ce taux augmente de 1 point de pourcentage par tranche de 500 \$/t supplémentaire (Décret n°2023-1454, art. 14).

doivent encore être fixés par décret<sup>27</sup>. Une dernière taxe est mentionnée quant à la production d'autres minerais que ceux pour lesquels le permis a été attribué. Qualifiée de « superprofit », la valeur de ces substances doit revenir à 50% à l'Etat sans contrepartie. Des dispositions législatives et réglementaires supplémentaires préciseront l'assiette, le taux et les modalités de recouvrement<sup>28</sup>.

**Graphique 1 : Taux de redevance minière, pour l'or, 2023**



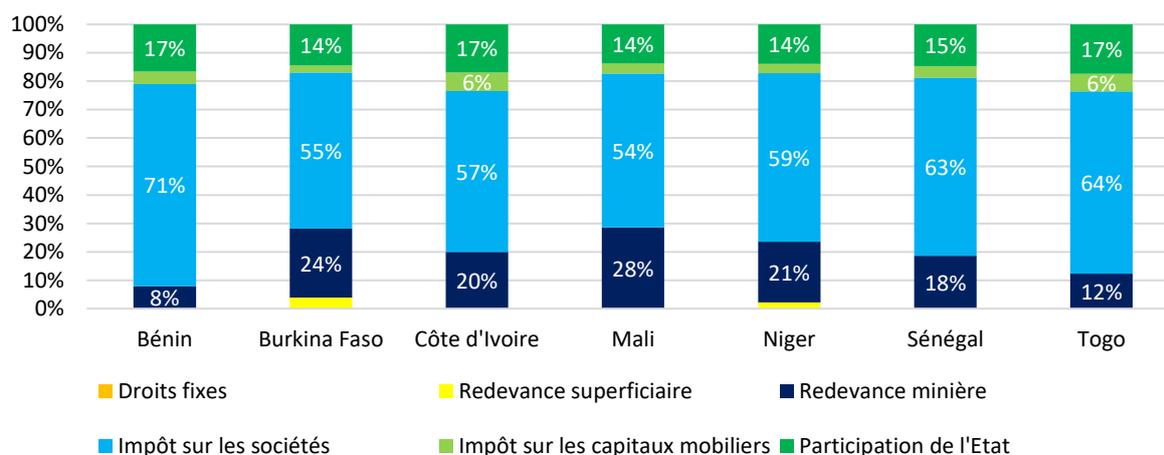
Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

Le graphique 2 présente la décomposition des recettes associées à une mine d'or représentative en UEMOA (cf. Annexe B pour le détail des calculs). Un système fiscal est progressif lorsque les recettes collectées augmentent plus que proportionnellement avec la rentabilité du projet. Les systèmes fiscaux modélisés dans les pays de l'UEMOA apparaissent comme légèrement régressifs, puisque leurs TEMI diminuent faiblement lorsque le cours de l'or augmente.

<sup>27</sup> Dans l'ancien code minier malien de 2019, le taux de la redevance de surproduction était variable et fixé comme suit : 4% lorsque l'excédent était compris entre 10% et 20% ; 5% lorsque l'excédent était compris entre 20% et 30% ; 6% lorsque l'excédent était compris entre 30% et 40% ; 7% lorsque l'excédent était compris entre 40% et 50% ; 10% lorsque l'excédent était supérieur à 50% (Décret n° 2020-177, art. 210).

<sup>28</sup> Dans l'ancien code minier malien de 2019, une « redevance progressive » remplaçait celle sur le « superprofit ». Le titulaire d'un permis d'exploitation était tenu de s'en acquitter lorsque le cours du minerai dépassait de plus de 10% le cours prévisionnel. Le taux était variable selon la substance et fixé comme suit pour l'or : 3% lorsque le dépassement était compris entre 10% et 20% ; 4% lorsque le dépassement était compris entre 20% et 30% ; 5% lorsque le dépassement était compris entre 30% et 40% ; 6% lorsque le dépassement était compris entre 40% et 50% ; et 8% lorsque le dépassement était supérieur à 50%.

**Graphique 1 : Décomposition des recettes actualisées de l'État par prélèvement fiscal et parafiscal, d'après la modélisation du partage de la rente minière**



Source : Calculs des auteurs, Ferdi.

Les systèmes fiscaux des Etats membres sont assez proches, la décomposition des recettes est très similaire. La principale différence réside dans la redevance minière. Elle représente de 8% des recettes au Bénin (où le taux de redevance n'est que de 2%) jusqu'à 28% des recettes au Mali (où les deux taux cumulés de Redevance Ad Valorem et de l'Impôt Spécial sur Certains Produits montant à 8%). La redevance superficiariaire assure tout de même 4% des recettes au Burkina Faso et 2% des recettes au Niger, puisque les montants superficiaires demandés sont assez élevés<sup>29</sup>.

## VI.2. Les régimes fiscaux pétroliers

Le secteur des hydrocarbures est peu développé au sein des pays de l'UEMOA. Selon l'ITIE en 2021, seuls deux pays connaissent une exploitation pétrolière : la Côte d'Ivoire (8,8 M de barils produits en 2021 essentiellement par la Canadian Natural Resources) et le Niger (6,3 M de barils produits en 2020 par la China National Oil and Gaz Exploration and Development). Le Sénégal a aussi une exploitation gazière (6,3 M de normo mètres cubes en 2021), où le projet pétrolier de Sangomar est entré officiellement en production le 11 juin 2024 et où plusieurs gisements gaziers sont également en phase de développement (Grand Tortue Ahmeyim, Yaakar et Teranga). Des activités de recherche sont par ailleurs réalisées au Mali. Le poids du secteur des hydrocarbures reste toutefois modeste dans les économies de ces pays : 4,8% du PIB au Niger, 1,6% en Côte d'Ivoire et 0,4% au Sénégal. À titre de comparaison, dans des pays pétroliers d'Afrique centrale comme le Congo, le Gabon ou le Tchad, les hydrocarbures peuvent constituer entre 15% et 60% du PIB (ITIE, 2020).

Malgré la modeste contribution du secteur des hydrocarbures dans les pays de l'UEMOA, une étude de la fiscalité pétrolière est intéressante en raison du potentiel existant dans certains pays. Trois États de la sous-région ont réformé leur code pétrolier ces dernières années : le Mali en 2021 (Loi n°063/2021), le Sénégal en 2019 (Loi n°003/2019) et le Niger en 2017 (Loi n°2017-

<sup>29</sup> La modélisation surestime peut-être la part des recettes provenant des dividendes. En effet, en matière d'impôt sur le revenu des valeurs mobilières, l'hypothèse a été faite dans tous les pays que l'entreprise minière reverse systématiquement 20% de ses bénéfices à ses actionnaires privés. De même, concernant la participation de l'État, celle-ci est supposée prendre la forme d'actions à dividendes prioritaires, ce qui donne là aussi systématiquement droit à un versement de dividendes à l'État, à hauteur de sa participation dans le capital, dès que l'entreprise minière est bénéficiaire.

063). En revanche, le code pétrolier de la Côte d'Ivoire, bien qu'il ait été légèrement modifié en 2012 (Ordonnance n°369/2012), date de 1996 (Loi n°669/1996). Outre le code pétrolier, la plupart des pays possèdent également une convention pétrolière type (aussi appelée convention d'établissement ou contrat pétrolier). Ces conventions revêtent une grande importance, notamment parce qu'elles déterminent les conditions précises du régime fiscal et du partage de production.

Les contrats de partage de production (CPP) sont les régimes les plus fréquents dans le secteur pétrolier. Ils reposent sur un ensemble de prélèvements fiscaux et parafiscaux. Certains de ces prélèvements sont spécifiques au secteur pétrolier et découlent donc du code pétrolier (bonus, droits fixes, redevance superficielle, redevance pétrolière, partage de production, participation de l'État). D'autres relèvent du droit commun, principalement du code général des impôts (impôt sur les sociétés, impôt sur le revenu des valeurs mobilières), mais peuvent connaître des dérogations sectorielles, telles que des taux majorés, des taux réduits ou des exonérations totales ou partielles. Comme pour le secteur minier, les premiers relèvent de la fiscalité environnementale, les second non.

La fiscalité pétrolière se caractérise surtout par l'importance du partage de production. Celui-ci peut même parfois se substituer entièrement à l'impôt sur les sociétés et l'impôt sur le revenu des valeurs mobilières. C'est le cas par exemple du code pétrolier du Niger. Or les CPP laissent souvent une place importante à la négociation. La loi fixe généralement un cadre à respecter, mais ce sont ensuite l'investisseur et l'État qui s'accordent sur les modalités précises du partage de production ou sur le montant des bonus à payer. En Côte d'Ivoire notamment, le code pétrolier ne fixe que très peu de termes fiscaux, l'essentiel du régime fiscal applicable à un projet est donc déterminé uniquement dans la convention pétrolière. Chaque projet pétrolier est donc vraiment soumis à un régime fiscal qui lui est propre, ce qui complexifie l'analyse sur les régimes fiscaux pétrolières.

**Tableau 1 : Synthèse des régimes fiscaux pétroliers, en vigueur en 2023, concernant les contrats de partage de production**

	<b>Côte d'Ivoire</b>	<b>Mali</b>	<b>Niger</b>	<b>Sénégal</b>
<b>Bonus</b>	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier	Contrat pétrolier
<b>Droits fixes</b>	500 M FCFA	20 à 100 M FCFA	100 M FCFA	50 000 USD
<b>Redevance superficielle</b>	Contrat pétrolier	100 à 200 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an	1,5 M FCFA/km <sup>2</sup> /an	30 à 75 USD/km <sup>2</sup> /an
<b>Redevance pétrolière</b>	Aucune	12,5% à 15%	12,5% à 15%	7% à 10%
<b>Redevance gazière</b>	Aucune	1,5% à 5%	2,5% à 5%	6%
<b>Cost stop pétrolier</b>	Contrat pétrolier	70% à 80% max	70% max.	55% à 70% max
<b>Profit oil</b>	Contrat pétrolier	20% min.	40% min.	40% à 60%
<b>Impôt et taxes ne relevant pas de la fiscalité environnementale</b>				
<b>Impôt sur les sociétés</b>	25%	30%	Exonération	30%
<b>Revenu valeurs mobilières</b>	Exonération	10%	Exonération	10% à 16%
<b>Participation de l'État</b>	Possible	0% à 20% min.	0% à 20% min.	10% à 30%

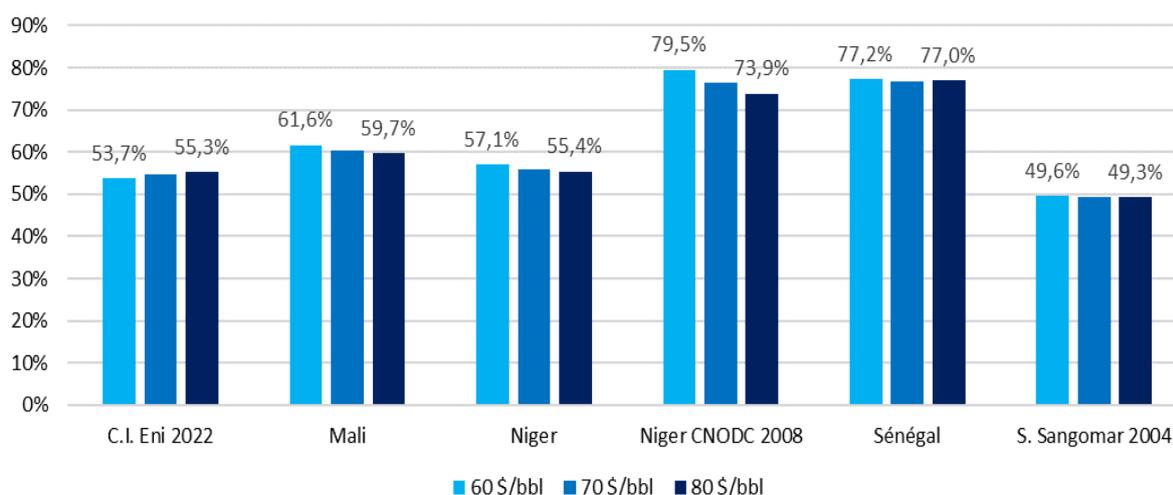
*Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.*

Les bonus et les droits fixes sont des versements forfaitaires qui sont payés à l'occasion de certains événements. Les bonus peuvent être qualifiés par exemple de « bonus de découverte » en cas de découverte d'un gisement, de « bonus de signature » au moment de la signature du contrat pétrolier ou de « bonus de production » lorsque l'exploitation atteint un certain niveau de production. Dans les pays de l'UEMOA, comme dans la plupart des pays pétroliers, le montant des bonus est fixé dans les contrats pétroliers. Ils peuvent cependant représenter des sommes très importantes. À titre d'exemple, au Niger, le CPP de 2008 avec la China National Oil and Gas Exploration and Development Corporation (CNODC) fixe un bonus de signature de 300 millions de dollars. En Côte d'Ivoire, le CPP de 2022 avec la société ENI Côte d'Ivoire Limited fixe un bonus de 11 millions dollars. Des droits fixes existent également. Ils sont dus lors de l'attribution et du renouvellement d'un permis, à hauteur de 50 000 dollars au Sénégal, entre 20 et 100 M FCFA au Mali, 100 M FCFA au Niger et 500 M FCFA en Côte d'Ivoire. Une redevance superficielle est en outre exigée annuellement. Elle va de 30 à 75 dollars par km<sup>2</sup> au Sénégal, 100 000 FCFA/km<sup>2</sup> pour un permis gazier et 200 000 FCFA/km<sup>2</sup> pour un permis pétrolier au Mali et 1,5 M FCFA/km<sup>2</sup> au Niger.

La redevance pétrolière est une taxe ad valorem qui frappe la valeur de la production. Son taux est différencié selon les hydrocarbures. Dans les pays de l'UEMOA étudiés où l'information légale est disponible, les taux de redevance peuvent aller de 7% à 15% pour le pétrole et de 1,5% à 6% pour le gaz. En Côte d'Ivoire, le code pétrolier dispose seulement que le taux, l'assiette et les règles de recouvrement de la redevance sont définis par le contrat pétrolier. Au Mali et au Niger, les taux de redevance sont fixés dans la convention mais encadrés par la loi. Concernant le pétrole brut, ils doivent être compris entre 12,5% et 15% dans les deux pays. Concernant le gaz naturel, ils doivent être compris entre 1,5% et 6% au Mali et entre 2,5% et 6% au Niger. Au Sénégal, les taux de redevance sont désormais intégralement établis dans le code pétrolier. Concernant les hydrocarbures liquides, ils diffèrent selon la zone d'exploitation : 10% pour l'onshore, 9% pour l'offshore peu profond, 8% pour l'offshore profond et 7% pour l'offshore ultra profond. Concernant les hydrocarbures gazeux, le taux est de 6%. L'État peut percevoir cette redevance en espèces ou en nature.

D'après les résultats de la modélisation (cf. Annexe C), le niveau de TEMI du Niger (55,4%) et du Mali (59,7%) sont assez proches, alors que celui du Sénégal est bien plus élevé (77,0%). Au Niger comme au Mali, le taux de la redevance pétrolière est le même (au moins 12,5%). Mais la part minimale de l'État dans le partage de production est bien plus importante au Niger (au moins 40%) qu'au Mali (au moins 20%). Toutefois, au contraire du Niger, le code pétrolier du Mali maintient l'impôt sur les sociétés (au taux de 30%). C'est pourquoi les TEMI du Niger et du Mali sont malgré tout assez proches. Par rapport à ces deux pays, le Sénégal a en revanche un TEMI minimal nettement plus élevé (77,0%). Le taux de redevance pétrolière y est pourtant bien plus faible (au moins 7%). Mais le partage de production décrit dans le code pétrolier sénégalais est beaucoup plus favorable à l'État (entre 40% et 60% selon le facteur R). Néanmoins les résultats de la simulation surestiment sans doute les recettes d'IS que pourrait espérer le Mali ou le Sénégal, car la modélisation n'intègre pas de stratégie d'optimisation fiscale qui pourrait venir rogner l'assiette imposable.

### Graphique 3 : Taux effectif moyen d'imposition (TEMI), pour l'exploitation pétrolière, d'après la législation en vigueur en 2023



Source : Calculs des auteurs.

Dans le secteur pétrolier, il est fréquent que le partage de rente atteigne un TEMI de 80% à 90% en faveur de l'État. Des chiffres de cet ordre se retrouvent par exemple en modélisant des conventions pétrolières issues de pays pétroliers d'Afrique centrale<sup>30</sup> (Rota-Graziosi et Bouterige, 2023). En comparaison, le partage de rente estimé dans les pays de l'UEMOA semble donc relativement faible. Pour les TEMI calculés à partir des codes pétroliers, cela peut s'expliquer par l'utilisation des bornes basses en matière de fiscalité. Le code pétrolier sénégalais (77,0%) apparaît alors comme plus adapté que les législations maliennes (59,7%) ou nigériennes (55,4%). En revanche, pour les TEMI calculés à partir des conventions particulières prises en exemple, le partage de rente semble très avantageux pour les entreprises. La convention sénégalaise de Sangomar (49,3%) et la convention ivoirienne d'Eni (55,3%) notamment donnent des TEMI particulièrement faibles, tandis que la convention nigérienne de la CNODC (73,9%) se rapproche davantage des standards.

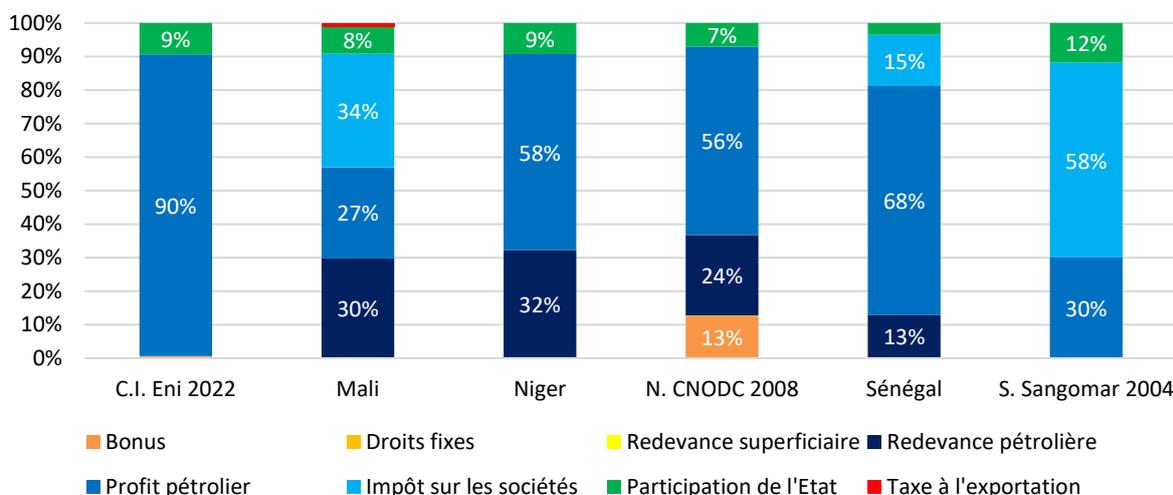
Les systèmes fiscaux modélisés pour le Mali et le Niger apparaissent ainsi comme légèrement régressifs, puisque leurs TEMI reculent faiblement lorsque le cours du pétrole augmente. Le code pétrolier du Sénégal est même presque proportionnel. En revanche, le système fiscal issu de la convention de la société Eni en Côte d'Ivoire se révèle progressif : son TEMI augmente avec la hausse des cours, ce qui s'explique par les conditions spécifiques du partage de production.

La décomposition des TEMI (cf. Graphique 4) montre que le poids de la redevance pétrolière est plus important au Mali (30% des recettes estimées) et au Niger (32%) qu'au Sénégal (13% seulement), puisque le taux statutaire est d'au moins 12,5% au Mali et au Niger, alors qu'il peut

<sup>30</sup> Deux TEMI ont été calculés à partir de deux conventions pétrolières issues de pays pétroliers d'Afrique centrale. Le premier exemple est le CPP entre la République du Congo, la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC) et la société Total E&P Congo (TEPC), signé le 17 juillet 2019, relatif au permis « Nsoko II ». TotalEnergies est le premier producteur de pétrole au Congo, avec 64,4 millions de barils produits en 2020 (ITIE Congo, 2020). Le second exemple est le CPP entre la République du Tchad et les sociétés China National Petroleum Corporation International Chad (CNPCIC) et Cliveden Petroleum, signé le 7 novembre 2014. La CNPCIC est le premier producteur de pétrole au Tchad, avec 37,8 millions de barils produits en 2020 (ITIE Tchad, 2020). Pour un cours du pétrole stable à 80 dollars par baril, le TEMI atteint 88,2% pour la convention congolaise TEPC et 83,3% pour la convention tchadienne CNPCIC et Cliveden Petroleum.

descendre jusqu'à 7% pour l'offshore ultra profond au Sénégal. Mais le partage de production fixé précisément dans le code pétrolier est bien plus favorable au Sénégal. Concernant ensuite les TEMI des trois projets pris en exemples, il apparaît que le niveau relativement satisfaisant du TEMI de la convention nigérienne de la CNODC s'explique par le cumul d'un bonus élevé (300 millions USD), d'une redevance pétrolière élevée (12,5%) et d'un partage de production correct (40% à 55% selon le facteur R). Tandis que l'absence de redevance pétrolière pénalise nettement les TEMI de la convention ivoirienne d'Eni et de la convention sénégalaise de Sangomar. D'après la simulation, le partage de production de Sangomar apparaît même comme extrêmement favorable à l'entreprise (30% des recettes seulement), l'essentiel des recettes provenant de l'impôt sur les sociétés (58% des recettes).

**Graphique 4 : Décomposition des recettes actualisées de l'État par prélèvement fiscal et parafiscal, d'après la modélisation du partage de la rente pétrolière**



Source : Calculs des auteurs, pour un cours du pétrole de 80 \$/bbl.

## Bibliographie

Block, S., Emerson, J. W., Esty, D. C., de Sherbinin, A., Wendling, Z. A., et al. (2024). « 2024 Environmental Performance Index ». New Haven, CT: Yale Center for Environmental Law & Policy. [epi.yale.edu](http://epi.yale.edu)

Chaloupka, F., Drope, J., Siu, E., Vulovic, V., Mirza, M., Rodriguez-Iglesias, G., Ngo, A., Laternser, C., Lee, H., Dorokhina, M., & Smith, M. (2021). *Tobacconomics cigarette tax scorecard, 2nd Edition: Scoring component policy note – tax structure*. Chicago, IL: Health Policy Center, Institute for Health Research and Policy, University of Illinois Chicago. [www.tobacconomics.org](http://www.tobacconomics.org)

FMI (2012). « Régimes fiscaux des industries extractives : conception et application », Washington DC. <https://www.imf.org/-/media/Websites/IMF/imported-publications-loc-pdfs/external/french/np/pp/2012/081512f.ashx>

Eurostat, 2024, Environmental Taxes-A statistical guide, 2024 edition, Manuals and guidelines, <https://ec.europa.eu/eurostat/documents/3859598/18358719/KS-GQ-23-016-EN-N.pdf/011c3fcd-c6c3-604c-320f-bba5da058efe?version=1.0&t=1705926723782>

Hardin, G. (1968). “The Tragedy of the Common”, *Science*, New Series, Vol. 162, No. 3859 (Dec. 13, 1968), pp. 1243-1248. <https://www.jstor.org/stable/1724745>

ITIE Burkina Faso (2021). « Rapport ITIE 2021 », novembre 2023.

ITIE Côte d’Ivoire (2021). « Rapport ITIE 2021 », décembre 2023.

ITIE Mali (2021). « Rapport ITIE 2021 », septembre 2023.

ITIE Niger (2020). « Rapport ITIE 2020 », décembre 2022.

ITIE Sénégal (2021). « Rapport ITIE 2021 », décembre 2022.

ITIE Togo (2021). « Rapport ITIE 2021 », décembre 2023.

Laporte, B. et Diallo, M. C. (2022). « Les conventions d’établissement dans le secteur aurifère africain : des enclaves fiscales et douanières ? », *Revue de Droit Fiscal*, n°39, LexisNexis.

Lundgren, Charlotte J., Thomas, Alun H. and York, Robert C. (2013). “Boom, bust, or prosperity? Managing Sub-Saharan Africa’s natural resource wealth”, International Monetary Fund (IMF).

Rota-Graziosi, G. et Bouterige, Y. (2023). « La fiscalité environnementale en CEMAC », Rapport CEMAC.

USGS (2023). “Mineral Commodity Summaries 2023”, United States Geological Survey, 210 p., <https://doi.org/10.3133/mcs2023>

## Annexe A : L'indice de Performance Environnementale (IPE)

L'Indice de Performance Environnementale (IPE) 2024 propose une évaluation basée sur des données de la durabilité mondiale. Elle mesure l'efficacité des politiques environnementales des pays du monde publiée par les universités de Yale et Columbia tous les deux ans depuis 2006. Le tableau A.1 donne le détail de cet indice qui fournit une note de 0 à 100 (100 étant la meilleure performance). Avec 58 indicateurs couvrant 11 domaines environnementaux, l'IPE classe 180 pays selon leurs progrès en matière de lutte contre le changement climatique, d'amélioration de la santé environnementale et de protection des écosystèmes. Il sert de guide pour évaluer la conformité aux objectifs environnementaux et identifie les bonnes et les mauvaises pratiques, offrant des recommandations pour un avenir durable.

**Tableau A.1 : Composition de l'indice de performance environnementale, 2022**

Objectif	Catégorie	Indicateur	
Santé environnementale (20%)	Gestion des déchets (2%)	Pollution plastique des océans (0,5%)	
		Recyclage (0,5%)	
		Déchets solides contrôlés (1%)	
	Métaux lourds (2%)	Exposition au plomb (2%)	
	Assainissement et eau potable (5%)	Eau potable insalubre (3%)	
		Insalubrité (2%)	
	Qualité de l'air (11%)	Exposition aux composés organiques volatils (0,2%)	
		Exposition au monoxyde de carbone (0,2%)	
		Exposition au dioxyde de soufre (0,2%)	
		Exposition aux oxydes d'azote (0,5%)	
		Exposition à l'ozone (0,5%)	
Combustibles solides ménagers (4,2%)			
Viabilité des écosystèmes (42%)	Ressources en eau (3%)	Traitement des eaux usées (3%)	
	Agriculture (4%)	Utilisation des pesticides (2%)	
		Gestion durable de l'azote (2%)	
		Émissions d'oxydes d'azote (2%)	
	Pluie acide (4%)	Émissions de dioxyde de soufre (2%)	
		Pêche (5%)	Chalutage et dragage (1,4%)
			Indice tropique marin (1,8%)
	État des stocks de poissons (1,8%)		
	Services écosystémiques (8%)	Perte de zones humides (1%)	
		Perte de pelouses (1%)	
		Perte de couverture végétale (6%)	
	Biodiversité et habitat (18%)	Indice d'habitat des espèces (0,5%)	
		Indice de protection des espèces (1,5%)	
		Indice d'habitat de la biodiversité (1,5%)	
		Indice de représentativité des aires protégées (2,5%)	
		Aires marines protégées (4%)	
		Protection du biome terrestre (national) (4%)	
Protection du biome terrestre (mondial) (4%)			
Atténuation du changement climatique (38%)	Atténuation du changement climatique (38%)	Émissions de gaz à effet de serre par habitant (1%)	
		Tendance de l'intensité de gaz à effet de serre (1,5%)	
		Dioxyde de carbone de la couverture du sol (1,5%)	
		Prévision d'émissions de gaz à effet de serre en 2050 (13,8%)	
		Taux de croissance du carbone noir (en) (1%)	
		Taux de croissance des émissions de gaz fluorés (0,7%)	

		Taux de croissance des émissions de protoxyde d'azote (1,4%)
		Taux de croissance des émissions de méthane (3,3%)
		Taux de croissance des émissions de dioxyde de carbone (13,8%)

Le tableau A.2 donne le détail de l'IPE en 2024 pour les Etats membres de l'UEMOA. Le tableau A.3 donne le détail de cet indice par grandes catégories. Une analyse dynamique de ces scores et de leurs détails permettraient d'apprécier l'évolution des efforts des Etats membres en matière de politique environnementale.

**Tableau A.2 : Scores, classements global et régionaux de l'IPE, 2024**

Pays	Score	Classement global	Classement régional
Burkina Faso	41.5	115	14
Benin	37.4	142	27
Côte d'Ivoire	42.5	123	12
Guinée-Bissau	41.6	112	13
Mali	33.9	161	41
Niger	39.2	128	18
Sénégal	43.3	101	8
Togo	35.2	156	36

*Source : Rapport IPE, 2024*

**Tableau A.3 : Scores de l'IPE par thème dans l'UEMOA et dans quelques pays africains**

Pays	Ensemble de l'IPE	Atténuation des Chang. Climatiques	Qualité de l'Air	Assainissement et Eau Potable	Métaux Lourds	Déchets Solides	Ressources en Eau	Agriculture	Pêches	Pollution de l'Air	Forêts	Biodiversité et Habitat
Bénin	37.4	22.9	14.0	14.4	22.3	23.7	9.6	33.7	NA	23.0	NA	27.0
Burkina Faso	41.5	24.9	17.0	16.8	23.4	24.1	9.9	35.3	NA	33.0	NA	36.2
Côte d'Ivoire	42.5	40.9	37.0	24.9	38.1	31.8	16.1	50.4	70.2	72.6	49.9	60.4
Guinée Bissau	41.6	41.8	39.8	25.7	39.0	32.0	21.3	51.7	72.6	75.3	54.4	63.7
Mali	33.9	16.5	44.7	18.3	27.3	30.0	8.9	66.4	36.7	NA	NA	50.8
Niger	39.2	19.4	9.1	9.4	16.1	20.7	8.9	28.2	NA	17.5	NA	18.1
Sénégal	43.3	32.0	26.8	20.1	29.6	27.8	10.8	42.2	46.4	47.5	28.2	49.9
Togo	35.2	28.5	22.8	18.5	27.7	26.1	10.0	40.3	NA	36.7	NA	45.0
<b>Autres pays d'Afrique Sub-saharienne</b>												
Afrique Sud	42.9	48.0	49.5	35.3	45.7	37.8	42.0	65.0	77.1	84.0	65.1	71.0
Angola	NA	49.4	53.5	36.5	47.0	39.3	42.5	66.4	81.6	85.3	66.6	71.4
Botswana	49.0	25.1	18.0	17.1	23.9	24.3	10.0	35.5	NA	33.4	NA	38.3
Burundi	33.0	26.6	20.4	18.1	27.1	25.2	10.0	40.1	NA	35.0	NA	43.9
Cabo Verde	37.9	43.4	40.9	25.8	39.5	32.6	28.7	54.0	73.0	75.4	58.3	63.9
Cameroun	38.1	39.4	36.5	24.4	37.3	31.4	14.8	48.3	67.0	69.6	47.1	57.3
Centrafrique	38.3	31.0	25.4	19.8	28.3	27.4	10.2	42.2	44.7	45.3	26.2	47.1
Tchad	35.2	21.0	11.8	12.2	16.7	21.3	9.5	31.7	NA	20.4	NA	19.8
Comores	37.9	25.2	19.9	17.7	25.5	24.5	10.0	38.3	NA	33.8	NA	40.1
R. D. Congo	39.0	40.1	36.8	24.6	38.1	31.5	15.3	48.5	68.8	71.7	49.2	60.1
Djibouti	32.2	47.9	46.9	34.1	45.2	36.1	38.7	64.0	77.1	83.5	63.8	70.5
Guinée Équat.	41.6	45.5	43.2	27.0	40.8	33.9	29.4	57.2	75.3	76.6	59.6	68.3
Érythrée	28.6	38.1	32.4	22.9	34.5	30.1	13.4	46.6	61.0	54.5	42.4	54.2
Eswatini	38.5	52.9	75.8	53.9	57.6	41.9	52.4	70.7	91.1	98.9	68.6	83.7
Éthiopie	35.2	28.9	23.9	18.7	27.7	26.4	10.0	41.0	34.2	39.7	17.4	45.6
Gabon	53.1	52.8	63.1	37.5	48.6	40.4	51.5	68.6	88.3	88.7	67.9	73.3
Gambie	37.1	37.2	30.8	21.4	34.3	30.0	12.8	45.9	58.9	54.4	41.5	51.9
Ghana	36.6	24.7	15.6	15.7	23.2	23.9	9.6	34.0	NA	26.4	NA	30.7
Guinée	36.2	22.2	12.2	12.9	17.5	22.8	9.5	31.9	NA	22.3	NA	26.5
Kenya	36.9	26.5	20.0	17.8	25.6	25.0	10.0	39.0	NA	34.1	NA	41.5
Lesotho	36.6	41.7	38.2	25.3	38.3	31.9	19.8	50.6	71.7	73.2	53.2	61.4
Liberia	34.1	38.4	32.4	23.0	35.4	30.5	13.8	47.9	63.4	56.3	42.4	54.7
Madagascar	29.9	36.1	30.6	21.2	33.1	29.7	12.8	45.4	58.6	53.9	40.0	51.8
Malawi	34.9	17.7	8.5	8.9	16.0	20.2	8.6	28.0	NA	16.8	NA	16.8
Mauritanie	34.2	24.8	16.7	15.9	23.3	24.0	9.6	34.3	NA	31.2	NA	33.6
Maurice	47.3	45.8	44.7	27.2	41.4	34.5	34.8	58.0	75.7	77.7	63.5	69.7
Mozambique	38.6	35.7	29.2	20.6	30.9	29.1	12.4	44.2	58.4	52.4	34.1	51.8
Namibie	43.8	30.3	25.0	19.8	28.2	26.8	10.0	42.1	38.2	41.3	25.1	46.0
Nigeria	37.5	43.9	42.9	25.8	39.5	32.8	29.3	55.9	73.4	75.6	58.4	65.3
R. du Congo	NA	29.3	25.0	19.5	28.2	26.4	10.0	41.6	37.6	39.8	23.5	46.0
Rwanda	33.4	32.3	26.9	20.1	29.9	28.0	11.5	42.7	47.5	47.7	30.6	49.9
São Tomé P.	NA	38.6	33.6	23.6	35.5	31.2	14.5	48.1	66.0	57.9	44.6	56.3
Seychelles	48.2	27.3	22.5	18.3	27.3	25.7	10.0	40.1	NA	35.0	NA	45.0
Sierra Leone	39.7	46.8	46.8	27.4	44.1	34.8	36.9	58.8	75.8	78.3	63.7	69.8
Tanzanie	43.1	32.5	26.9	20.1	30.4	28.2	11.5	43.7	47.8	50.4	32.8	50.8
Ouganda	35.4	35.7	27.4	20.5	30.4	29.0	11.9	44.1	49.3	51.2	33.7	51.7
Zambie	46.1	39.4	34.5	24.4	36.2	31.3	14.5	48.2	66.9	59.6	45.7	56.5
Zimbabwe	51.7	53.5	80.2	61.4	59.6	51.8	56.7	71.1	96.4	100.0	80.5	85.8

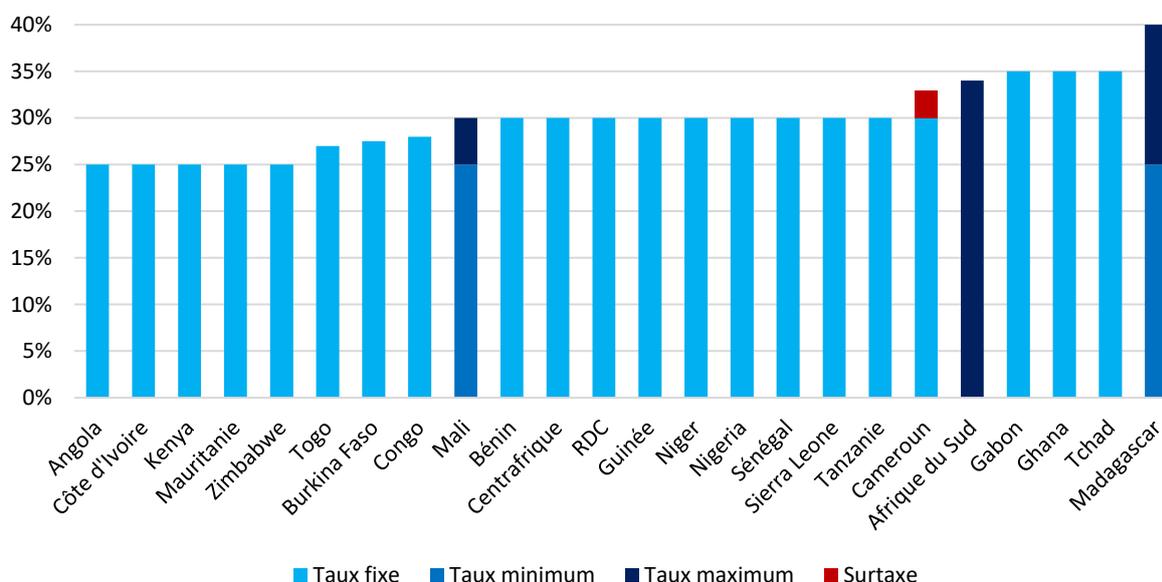
*Note : les surlignages indiquent les quatre scores les plus bas pour chaque pays. Source : Rapport IPE, 2024.*

## Annexe B : Le partage de la rente minière en UEMOA

Cette annexe présente le partage de la rente minière en UEMOA qui dépasse la fiscalité environnementale. Elle résume une partie des travaux menés par la FERDI en matière de fiscalité minière.

Outre les impôts particuliers au secteur miniers déjà présentés dans le texte, le calcul du partage de la rente minière recourt également aux impôts sur les revenus. L'impôt sur les sociétés (IS) taxe les bénéfices des entreprises. Il est une source potentiellement importante de recettes fiscales, mais son assiette demeure fragile car exposée aux stratégies d'optimisation fiscale de la part des entreprises minières multinationales. Dans les pays de l'UEMOA, le taux d'IS applicable au secteur minier est aligné sur celui du droit commun. Ce taux normal est de 30% au Bénin, Mali, Niger et Sénégal, 27,5% au Burkina Faso, 27% au Togo et 25% en Côte d'Ivoire. Toutefois, le code minier malien prévoit un taux réduit d'IS à 25% pendant les 3 premières années d'exploitation, contre 30% pour le code général des impôts. Aucune autre exonération n'est plus en vigueur concernant l'IS en phase d'exploitation<sup>31</sup>.

**Graphique B.1: Taux d'impôt sur les sociétés minières, pour l'or, 2023**

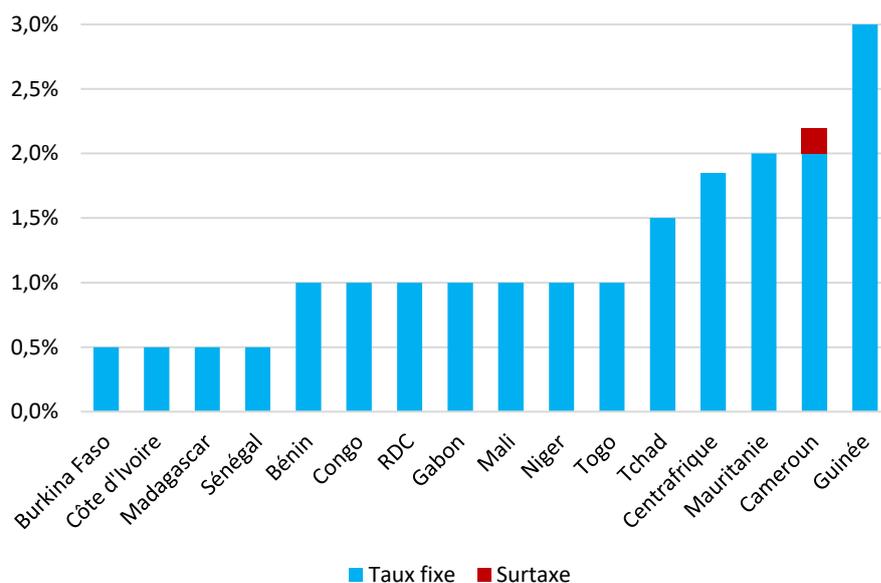


Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

Dans les pays africains francophones, l'impôt sur les sociétés (IS) s'accompagne d'un impôt minimum forfaitaire (IMF). Il s'agit d'un minimum de perception de l'IS, qui repose sur le chiffre d'affaires au lieu des bénéfices, dans le but de fiscaliser les entreprises peu bénéficiaires voire déficitaires. À l'instar de l'IS, le taux applicable au secteur minier est celui du code général des impôts. Il est fixé à 1% au Bénin, Mali, Niger et Togo, et seulement à 0,5% au Burkina Faso, Côte d'Ivoire et Sénégal. Cependant, les codes miniers de deux pays prévoient une exonération. Au Sénégal, elle court sur 3 ans à compter de la première production. Alors qu'au Burkina, l'exonération couvre la première moitié de la durée de l'exploitation qui ne peut toutefois excéder 7 ans. L'IMF est souvent accompagné d'un montant minimum à payer lorsque le chiffre d'affaires de l'entreprise est très faible (entre 500 000 et 5 millions de FCFA). La Côte d'Ivoire présente la particularité en outre de plafonner son IMF (35 millions de FCFA).

<sup>31</sup> La Côte d'Ivoire a abrogé entre 2018 et 2019, l'exonération d'IS qui était accordée durant les 5 premières années d'exploitation (Ordonnance 2018-144, art. 3).

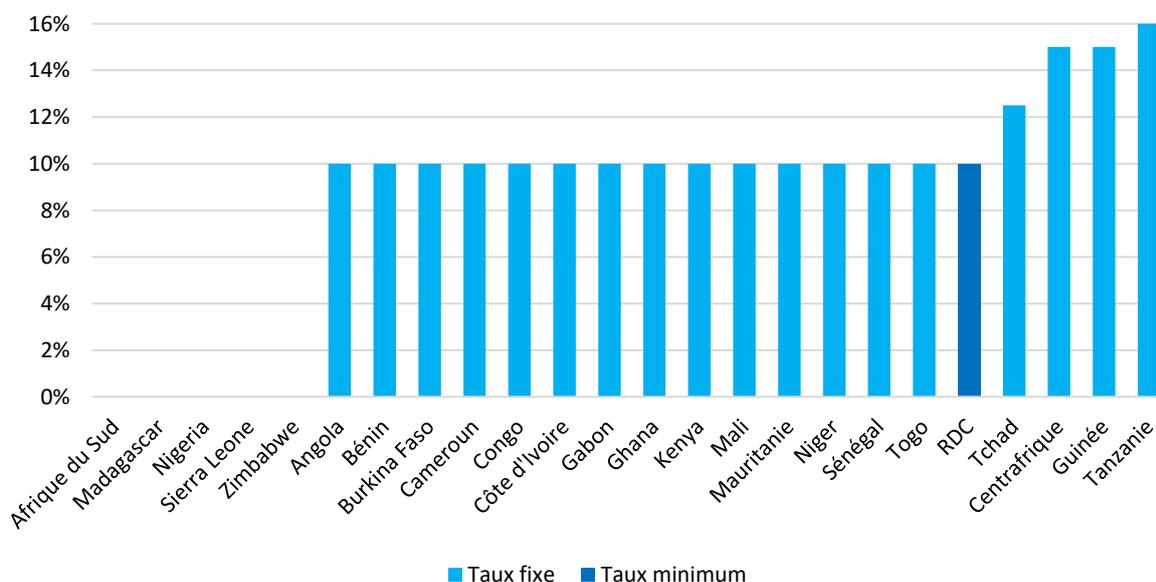
**Graphique B.2 : Taux d'impôt minimum forfaitaire, pour le régime général, 2023**



Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

Enfin, les distributions de dividendes sont soumises à l'impôt sur le revenu des valeurs mobilières (IRVM). Dans l'UEMOA, la plupart des pays appliquent au secteur minier les taux du droit commun, c'est-à-dire 10% au Bénin, Mali, Niger et Sénégal, 13% au Togo et 15% en Côte d'Ivoire. Au Burkina Faso, le code minier prévoit une réduction de moitié du taux normal de l'IRVM, à 6,25% contre 12,5%. Par ailleurs, une participation de l'État dans le capital de l'entreprise minière peut être exigée. Celle-ci permet non seulement à l'Etat d'avoir un accès à l'information interne à la mine mais également de percevoir des dividendes. Le plus souvent, une participation gratuite minimale est demandée. Elle est fixée à 10% dans tous les pays de l'UEMOA. Cependant les États peuvent décider d'acheter une participation contributive supplémentaire avec l'approbation de la société extractive. Cette contribution est plafonnée en Côte d'Ivoire (25%), au Togo (30%), au Sénégal (35%) et au Niger (40%).

**Graphique B.3 : Taux exigé de participation gratuite, pour l'or, 2023**



Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales.

**Le partage de la rente minière peut être estimé grâce au Taux Effectif Moyen d'Imposition (TEMI).** Le TEMI d'un projet minier correspond (en pourcentage) à la part de la rente qui revient à l'État. Son calcul nécessite de connaître, d'une part, la rente générée par le projet et, d'autre part, le total des recettes que l'État peut en attendre. La rente économique désigne « le montant par lequel les revenus dépassent la totalité des coûts de production, dont ceux de la découverte et de la mise en exploitation, ainsi que le rendement normal du capital » (FMI, 2012). Ainsi, une rente représente un profit supranormal, c'est-à-dire supérieur à la rentabilité normale attendue du capital. Elle se calcule comme la somme actualisée des flux nets de trésorerie avant impôts générés par la mine, tandis que le total des recettes peut être évalué par la somme actualisée de l'ensemble des recettes annuelles prélevées par l'État. Le TEMI s'obtient ensuite simplement par le rapport entre le total des recettes et la rente économique. Le TEMI dépend donc, non seulement du système fiscal, mais également des conditions économiques du projet, principalement la quantité produite, le prix de vente et les coûts de production. Conçu comme un indicateur synthétique de la charge fiscale pesant sur un projet pendant toute sa durée de vie, le TEMI permet une comparaison globale des systèmes fiscaux, même très hétérogènes, notamment en termes d'impôts. Il facilite ainsi les comparaisons spatiales et temporelles entre les pays ou entre les projets extractifs. Pour améliorer la comparabilité des résultats, le TEMI sera calculé à partir d'une mine d'or, puisque ce minerai est présent dans tous les pays de l'UEMOA.

Le calcul d'un TEMI à partir des données des codes miniers présente toutefois des limites, car certains termes fiscaux peuvent être négociés dans la convention minière. Bien que ce soit de moins en moins fréquent (Laporte, 2022), il n'est pas exclu que certains contrats miniers puissent contenir des articles qui dérogent à la législation minière. Théoriquement, cela n'est aujourd'hui légalement plus possible car les codes miniers des pays de l'UEMOA contiennent tous des dispositions l'interdisant. Mais cette pratique a pu exister dans le passé au sein de plusieurs pays. Néanmoins, le calcul d'un TEMI à partir des codes miniers peut être considéré comme très fiable par rapport à ceux calculés à partir des codes pétroliers, car la législation minière détermine la majeure partie des termes fiscaux.

**Tableau B.1 : Synthèse des régimes fiscaux miniers utilisés dans la modélisation du partage de rente**

	<b>Bénin</b>	<b>Burkina Faso</b>	<b>Côte d'Ivoire</b>	<b>Mali</b>	<b>Niger</b>	<b>Sénégal</b>	<b>Togo</b>
<b>Droits fixes (Attribution)</b>	20 M FCFA	10 M FCFA	5 M FCFA	100 M FCFA	7 M FCFA	10 M FCFA	7,5 M FCFA
<b>Redevance superficielle</b>	Inconnu	7,5 M FCF/km <sup>2</sup> /an	250 000 FCFA/k m <sup>2</sup> /an	100 000 FCFA/k m <sup>2</sup> /an	5 à 7,5 M FCFA/k m <sup>2</sup> /an	250 000 FCFA/k m <sup>2</sup> /an	150 000 FCFA/k m <sup>2</sup> /an
<b>Redevance minière</b>	2%	3% à 7%	3% à 6%	3% +5%	5,5% à 7%	5%	3%
<b>Impôt sur les sociétés</b>	30%	27,5%	25%	30%, réduit à 25% sur 3 ans	30%	30%	27%
<b>Impôt min. forfaitaire</b>	1%	0,5% Exo :	0,5%	1%	1%	0,5% Exo : 3 ans	1%

		7 ans max					
<b>Revenu valeurs mobilières</b>	10%	6,25%	15%	10%	10%	10%	13%
<b>Participation de l'État</b>	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%

Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales, Ferdi. <https://fiscalite-miniére.ferdi.fr/>

Les régimes fiscaux miniers modélisés sont globalement assez semblables dans les 6 pays. La principale différence réside dans les taux de redevance minière qui font l'objet de grandes disparités. Pour l'or, ils sont compris entre 2% au Bénin et 8% au Mali. De plus, ils sont variables en fonction du cours de l'or au Burkina Faso, en Côte d'Ivoire et au Niger. Autrement, les autres prélèvements sont très similaires. Le niveau des droits fixes sont très proches (entre 5 et 10 millions de FCFA), à l'exception du Bénin (20 millions de FCFA) et du Mali (100 millions de FCFA). De même, les montants de la redevance superficière sont resserrés (entre 100 000 et 250 000 FCFA/km<sup>2</sup>/an), bien qu'ils soient nettement plus élevés au Burkina Faso et au Niger (entre 5 et 7,5 millions de FCFA/km<sup>2</sup>/an). La participation de l'État exigée est de 10% dans tous les pays. Et concernant le droit commun, les taux d'impôt sur les sociétés (entre 25% à 30%) et d'impôt minimum forfaitaire (entre 0,5% et 1%) sont comparables. Une convergence fiscale semble donc s'observer au sein des pays de l'UEMOA.

Le calcul du TEMI nécessite la modélisation, non seulement du système fiscal complet, mais également d'un projet minier sur lequel appliquer ce système fiscal. D'un point de vue économique, une mine se caractérise principalement par sa durée de vie, son volume et son rythme de production, son prix de vente et son coût de production. Évidemment, dans la réalité, chaque projet minier est unique, de par sa géologie et ses conditions d'exploitation. Néanmoins, pour permettre de comparer les systèmes fiscaux entre eux sur la base de leur partage de rente, il est pertinent d'appliquer ces systèmes fiscaux sur un seul et même projet minier, afin que seules les conditions fiscales changent les résultats de la modélisation du partage de rente. Une mine type a donc été conçue à cette fin.

**Tableau B.2 : Résumé des données économiques de la mine type utilisés dans la modélisation du partage de rente**

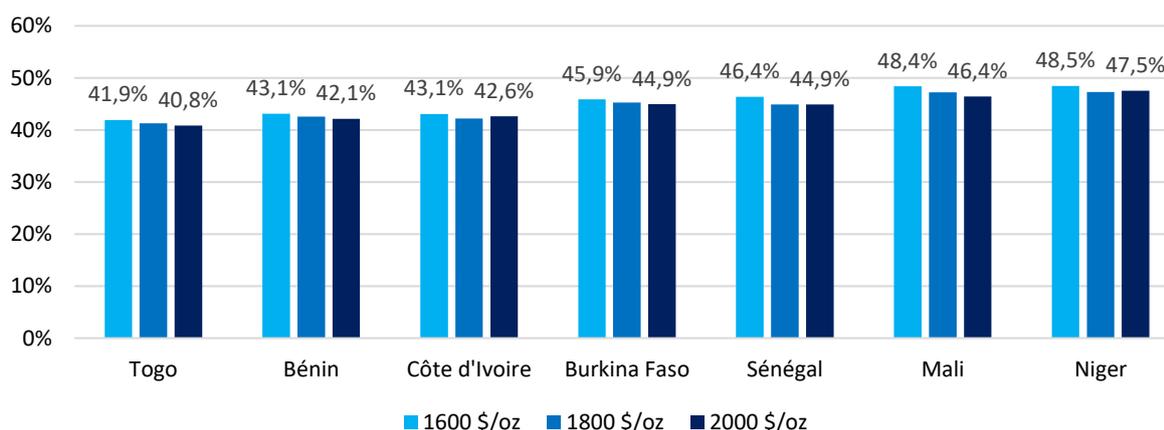
Année	Volume de production (oz)	Chiffre d'affaires 1800 \$/oz (millions \$)	CAPEX (millions \$)	OPEX 562 \$/oz (millions \$)	Flux net de trésorerie (millions \$)
1	0	0	40,000	0,000	-40,000
2	0	0	110,000	0,000	-110,000
3	132 032	237,658	1,500	74,971	161,187
4	150 894	271,610	1,500	85,110	184,999
5 à 11	169 756	305,561	1,500	95,249	208,812
12	150 894	271,610	0,000	85,110	186,499
13	0	0	8,000	0,000	-8,000
<b>Total</b>	<b>1 622 112</b>	<b>2 919,802</b>	<b>171,500</b>	<b>911,933</b>	<b>1 836,369</b>
<b>VAN (10%)</b>		<b>1 466,661</b>	<b>136,729</b>	<b>458,298</b>	<b>871,634</b>
<b>TRI</b>					<b>95,3%</b>

Source : Mine type conçue par les auteurs, Ferdi. <https://fiscalite-miniére.ferdi.fr/>

La mine type, construite pour être représentative d'un projet minier de teneur moyenne (3g/t), a une superficie de 150 km<sup>2</sup> et une durée de vie de 13 ans. Les deux premières années permettent le développement des installations, les 10 années suivantes correspondent à l'exploitation et la dernière année sert à la réhabilitation du site. Le volume de production total du projet est d'un peu plus de 1,6 millions d'onces d'or, avec un rythme normal de production de 170 000 onces par an durant 7 ans. Dans le scénario de base, le prix de vente est supposé stable à 1800 dollars l'once, ce qui aboutit à un chiffre d'affaires global de 2,9 milliards de dollars. En matière de coûts de production, il est utile de distinguer les coûts d'investissement (CAPEX) des coûts d'exploitation (OPEX). Concernant le CAPEX, l'investissement initial est réalisé durant les deux premières années, à hauteur de 150 millions de dollars. Puis un investissement de renouvellement annuel de 1,5 millions est nécessaire, ainsi qu'un coût de réhabilitation de 8 millions de dollars en fin de vie du projet. Concernant l'OPEX, le coût variable unitaire moyen est de 562 dollars par once, ce qui représente au total presque 912 millions de dollars. La valeur de la rente économique de ce projet minier type s'obtient en calculant la valeur actuelle nette (VAN) des flux nets de trésorerie annuels avant impôts. Pour un taux d'actualisation de 10%, la rente minière de ce projet est estimée à 872 millions de dollars. Son taux de rendement interne (TRI) s'élève à 95%.

En appliquant les différents systèmes fiscaux précédemment décrits à cette même mine type, il est possible de comparer la charge fiscale qui pèserait sur ce projet dans les différents pays à travers le calcul d'un taux effectif moyen d'imposition (TEMI). Pour rappel, le TEMI correspond (en pourcentage) à la part de la rente qui revient à l'État. Sur la base de leur législation en vigueur en 2023, les résultats donnent, pour un cours de l'or stable à 1800 dollars par once, un TEMI de 41,3% au Togo, 42,2% en Côte d'Ivoire, 42,5% au Bénin, 44,9% au Sénégal, 45,3% au Burkina Faso, 47,2% au Mali et 47,3% au Niger. Cela signifie qu'en appliquant strictement la législation et la réglementation minière en vigueur, l'État pourrait théoriquement s'attendre à prélever approximativement cette part de la rente minière.

**Graphique B.4 : Taux effectif moyen d'imposition (TEMI), pour l'exploitation minière aurifère à grande échelle, d'après la législation en vigueur en 2023**

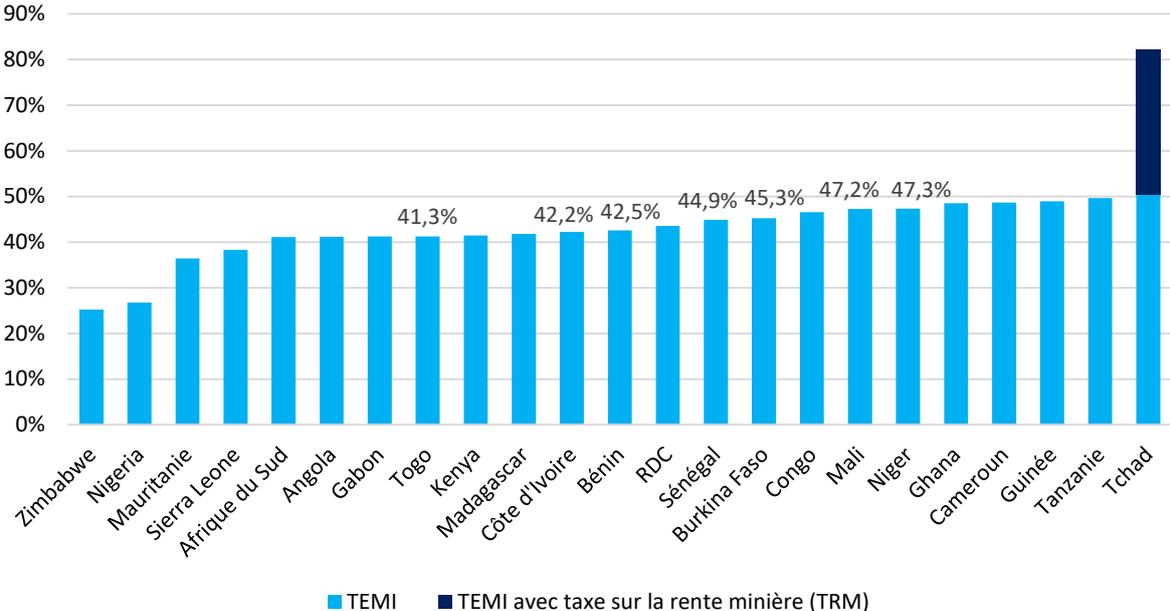


Source : Calculs des auteurs, Ferdi. <https://fiscalite-miniére.ferdi.fr/>

Dans le secteur minier, il est fréquent que le partage de rente soit de l'ordre de 50% pour l'État. En conséquence, un TEMI qui descendrait vers les 40% pourrait être considéré comme faible, tandis qu'un TEMI qui monterait vers les 60% pourrait être considéré comme élevé. Toutefois, lorsque les cours sont hauts, comme c'est le cas ici dans le scénario de base (1800 \$/oz), le niveau des TEMI sont logiquement quelque peu plus bas car les systèmes fiscaux sont

globalement régressifs. En comparant les pays de l’UEMOA aux autres pays africains en 2023, il apparaît que les TEMI du Niger (47,3%) et du Mali (47,2%) s’approchent de l’objectif des 50%. Les TEMI du Burkina Faso (45,3%) et du Sénégal (44,9%) se situent quant à eux légèrement au-dessus de la moyenne (44,0%) des 23 pays de l’échantillon. En revanche, les TEMI du Bénin (42,5%), de la Côte d’Ivoire (42,3%) et du Togo (41,3%) sont assez faibles. Ce niveau s’explique par la faible redevance minière au Bénin (2%) et au Togo (3%). Le cas de la Côte d’Ivoire provient également de son faible taux d’impôt sur les sociétés (25%).

**Graphique B.5 : Taux effectif moyen d’imposition (TEMI), pour l’exploitation minière aurifère à grande échelle, d’après la législation en vigueur en 2023**

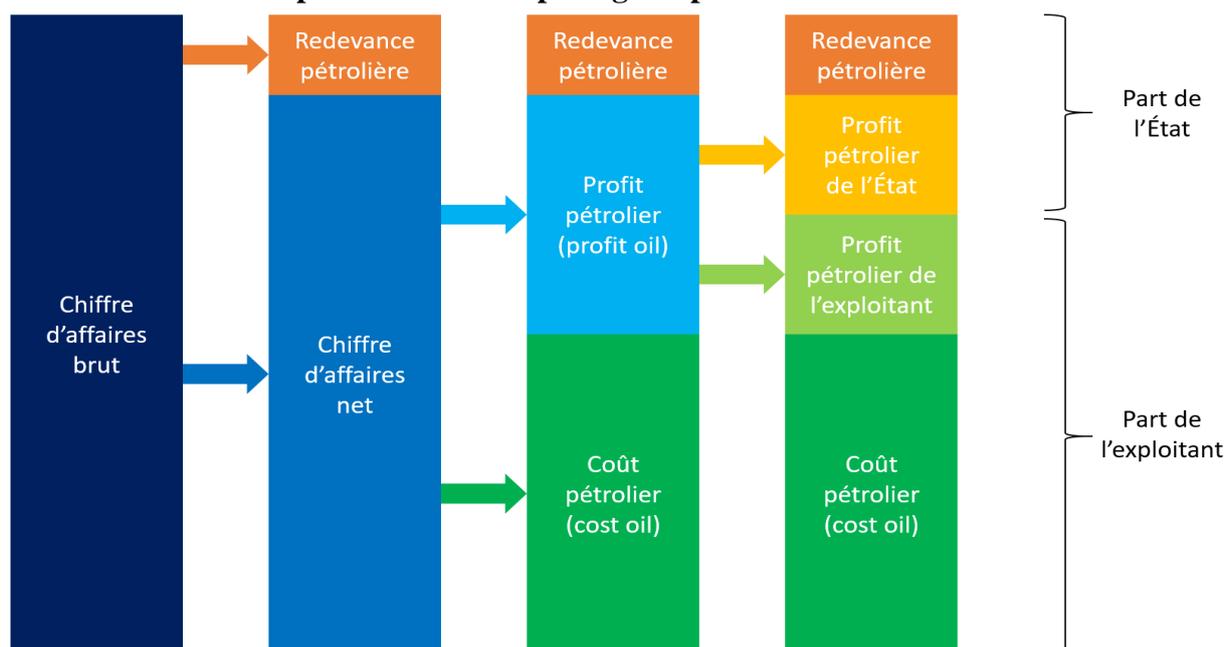


Source : Calculs des auteurs, pour un cours de l’or de 1800 \$/oz, Ferdi.

## Annexe C : Le partage de la rente pétrolière en UEMOA

Le partage de production entre l'exploitant et l'État correspond aux modalités suivantes. Une partie de la production, nette de la redevance pétrolière, revient d'abord à l'exploitant. Il s'agit du coût pétrolier (cost oil), destiné à permettre à l'entreprise de recouvrer ses coûts. Le coût pétrolier comprend tous les frais de recherche, d'investissement et d'exploitation nécessaires au projet pétrolier. Les bonus ne constituent le plus souvent pas un coût récupérable, de même parfois que les redevances superficielles. Par ailleurs, le coût pétrolier annuel est généralement plafonné, il ne peut dépasser un certain pourcentage du chiffre d'affaires net (cost stop), généralement compris entre 50% et 80%. Lorsque les coûts récupérables d'une année dépassent la limite du cost stop, le surplus de coûts récupérables est reporté sur l'année suivante. L'autre partie de la production, nette de la redevance pétrolière et minorée du coût pétrolier, est ensuite partagée entre l'exploitant et l'État. Il s'agit du profit pétrolier (profit oil), dont la répartition est déterminée par le contrat pétrolier. Cette répartition peut être fixe ou variable. Si elle est variable, elle augmente par exemple avec le cours du pétrole, la quantité produite, le taux de rendement interne ou le facteur R. Le facteur R désigne un ratio, souvent calculé comme les revenus cumulés divisé par les coûts cumulés. En pratique, il peut cependant se calculer de différentes manières selon le pays et la convention.

**Schéma C.1 : Les étapes standards du partage de production**



Source : Les auteurs.

Les conditions du partage de production sont encadrées par la loi mais fixées précisément dans le contrat pétrolier. Le code pétrolier de la Côte d'Ivoire laisse toute latitude au contrat. Au Mali et au Niger, le cost stop est en revanche limité à 70% (sauf dérogation pouvant aller jusqu'à 80%<sup>32</sup>). Au Sénégal, le cost stop dépend de la zone d'exploitation : 55% pour l'onshore, 60% pour l'offshore peu profond, 65% pour l'offshore profond et 70% pour l'offshore ultra profond. Le cost stop vise à garantir qu'une part minimum de la production revienne à l'État chaque année. Quant au profit oil, l'État doit en percevoir au moins 20% au Mali (en fonction d'un

<sup>32</sup> Au Mali, le cost stop est « exceptionnellement ramené à 80% pour la société qui effectue la toute première découverte d'un gisement d'hydrocarbures » (Loi 2015-035, art. 14, modifié par la Loi n°2021-063, art. 1).

facteur R) et 40% au Niger (« en fonction d'un ratio représentant la rentabilité de l'exploitation »). Au Sénégal, la part du profit oil revenant à l'État est compris entre 40% et 60%<sup>33</sup> et varie en fonction d'un facteur R défini comme le ratio des revenus cumulés sur les investissements cumulés.

Selon les pays, du fait du partage de production, l'entreprise pétrolière peut ou non être soumise à l'impôt sur les sociétés (IS), qui taxe le bénéficiaire, et/ou à l'impôt sur le revenu des valeurs mobilières (IRVM), qui impose notamment les dividendes versés. Concernant l'IS, le taux normal s'applique en Côte d'Ivoire (25%), au Mali (30%) et au Sénégal (30%). En revanche, au Niger, le partage de production exonère du paiement de l'IS. Concernant l'IRVM, la Côte d'Ivoire et le Niger exonèrent totalement les entreprises pétrolières, tandis qu'au Mali et au Sénégal, le taux normal semble s'appliquer.

Enfin, une participation de l'État dans le capital de l'entreprise pétrolière peut être exigée. Dans le secteur pétrolier, il s'agit souvent d'une participation portée. Cela signifie qu'en début de projet l'État n'apporte pas sa part de capitaux propres, l'entreprise doit d'abord l'avancer. Mais elle pourra ensuite rembourser cette avance, généralement avec intérêts, en puisant dans la part de la production qui revient à l'État en début d'exploitation. Une participation supplémentaire est ensuite souvent possible, mais elle est alors contributive : l'État doit l'acheter. L'éventualité d'une participation est évoquée dans le code pétrolier de la Côte d'Ivoire, sans en préciser davantage les conditions. Les codes pétroliers maliens et nigériens prévoient la possibilité d'une participation obligatoire jusqu'à 20%. Au Sénégal, une participation de l'État minimum obligatoire de 10% est portée par les co-titulaires durant les phases d'exploration et de développement. Cette partie peut être accrue jusqu'à 20% supplémentaires non-portés durant les phases de développement et d'exploitation.

Dans le secteur pétrolier, les régimes fiscaux et parafiscaux se caractérisent donc par une très grande diversité. Le partage de production y joue un rôle fondamental, avec une méthode de calcul qui varie fortement selon le pays. De plus, des impôts usuels de droit commun, comme l'impôt sur les sociétés et l'impôt sur le revenu des capitaux mobiliers, peuvent ne pas s'appliquer. Par ailleurs, une très large place est laissée à la négociation des conventions qui fixent une large partie des conditions fiscales. Il est donc difficile de comparer a priori ces régimes fiscaux très hétérogènes sur la base de leurs seuls taux d'imposition. Calculer un taux effectif moyen d'imposition permet alors de tenter de se représenter la part de la rente pétrolière que l'État peut espérer capter en appliquant l'intégralité d'un système fiscal à un projet pétrolier.

Le TEMI d'un projet pétrolier correspond (en pourcentage) à la part de la rente qui revient à l'État. La logique est exactement la même dans le secteur pétrolier que dans le secteur minier. Le calcul du TEMI nécessite de connaître, d'une part, la valeur de la rente économique du projet, et, d'autre part, le total des recettes que l'État peut attendre de ce projet. La rente se calcule comme la somme actualisée des flux nets de trésorerie avant impôts générés par le champ pétrolifère, tandis que le total des recettes peut être évalué par la somme actualisée de l'ensemble des recettes annuelles prélevées par l'État. Le TEMI correspond alors ensuite simplement au rapport entre le total des recettes et la rente économique. Le TEMI est un indicateur essentiel car il permet de synthétiser la charge fiscale globale qui pèse sur un projet extractif, à partir de son chiffre d'affaires, de ses coûts et de son système fiscal applicable, sur

---

<sup>33</sup> Au Sénégal, la part du profit oil revenant à l'État est fixée à : 40% lorsque le facteur R est inférieur à 1 ; 45% lorsque le facteur R est compris entre 1 et 2 ; 55% lorsque le facteur R est compris entre 2 et 3 ; et 60% lorsque le facteur R est supérieur ou égal à 3 (Loi 2019-003, art. 34).

l'ensemble de sa durée de vie. L'estimation du TEMI vise à permettre une comparaison globale des systèmes fiscaux, même très hétérogènes entre plusieurs pays. Il facilite ainsi les comparaisons spatiales et temporelles entre les pays ou entre les projets extractifs.

Le calcul d'un TEMI à partir des données des codes pétroliers présente toutefois des limites, car de nombreux termes fiscaux sont négociés et déterminés uniquement dans la convention pétrolière. En Côte d'Ivoire, aucun TEMI n'a pu être estimé car le code pétrolier en vigueur depuis 1996 ne contient pas de dispositions fiscales assez complètes. En revanche, un TEMI a pu être calculé pour le Mali, le Niger et le Sénégal à partir de leur législation et leur réglementation. Il s'agit toutefois seulement d'un TEMI « minimum ». En effet, le code pétrolier avance souvent seulement des taux minimums ou des intervalles de taux possibles. Par exemple, concernant le partage de production, la loi prévoit la part minimale du profit pétrolier qui doit revenir à l'État. Elle est d'au moins 20% au Mali et 40% au Niger. De même, concernant la redevance pétrolière, il est fréquent qu'un intervalle de taux soit mentionné. Cet intervalle va de 12,5% à 15% au Mali et au Niger et de 7% à 10% au Sénégal. Les TEMI minimum calculés ne s'appuient alors que sur des bornes basses.

À titre de comparaison, trois TEMI ont été calculés à partir de trois conventions pétrolières particulières. Il n'a pas été possible de trouver de convention récente et pertinente, ayant été signées sous le code pétrolier actuellement en vigueur au Mali. Les exemples portent donc uniquement sur la Côte d'Ivoire, le Niger et le Sénégal.

Le premier exemple est le CPP entre la République de Côte d'Ivoire, Eni Côte d'Ivoire Limited et la Société Nationale d'Opérations Pétrolières de la Côte d'Ivoire (PETROCI), signé le 3 mars 2022, concernant le bloc CI-401. Ce bloc ne fait pas partie des blocs pétroliers en exploitation en Côte d'Ivoire, dont les deux principaux sont le CI-40 (Baobab) et le CI-26 (Espoir) car il n'a pas été possible d'obtenir les contrats pétroliers associés. Le bloc CI-401 présente néanmoins l'avantage d'avoir été accordé très récemment. De plus, de nombreux autres blocs ivoiriens comportent des CPP assez semblables (CI-706, CI-802, etc.). Ce CPP est en effet très original dans ses termes fiscaux. Il ne prévoit aucun droit fixe, aucune redevance superficielle, aucune redevance pétrolière, seulement un bonus de 11 millions de dollars. L'impôt sur les sociétés ne semble pas non plus être exigible. Outre une participation de l'État de 10%, le principal prélèvement réside dans le partage de production. Le cost stop est fixé à un niveau élevé (75%). La part du profit pétrolier qui revient à l'État est déterminé par plusieurs formules de calcul, dont les modalités sont particulièrement complexes. Elle dépend à la fois du cours du pétrole, de la production journalière et de la production cumulée<sup>34</sup>.

---

<sup>34</sup> En Côte d'Ivoire, dans la convention pétrolière d'Eni pour le bloc CI-401, le partage du profit pétrolier dépend de trois variables (art. 16). La première variable dépend du cours du pétrole. Dénommée « facteur H », elle se calcule comme suit : «  $H = 1,629 - 0,141 \times \ln(\text{prix du pétrole brut déflaté à décembre 2011})$  », avec  $\ln$  : le logarithme naturel. La deuxième variable dépend de la production journalière. Quatre tranches de production sont définies en fonction desquelles varie la part de l'entreprise qui doit être ensuite multipliée par le facteur H : 47,5% pour une production journalière inférieure à 50 000 bbl/j ; 42,5% pour une production journalière comprise entre 50 000 et 100 000 bbl/j ; 37,5% pour une production journalière comprise entre 100 000 et 150 000 bbl/j ; et 32,5% pour une production journalière supérieure à 150 000 bbl/j. La troisième variable dépend enfin de la production totale cumulée depuis le début du projet. La part de l'entreprise multipliée par le facteur H calculée précédemment s'applique aux 25 millions de premiers barils extraits. La part de l'entreprise est ensuite réduite tous les 25 millions de barils produits supplémentaires jusqu'au seuil des 150 millions de barils.

**Tableau C.1 : Synthèse des régimes fiscaux pétroliers utilisés dans la modélisation du partage de rente**

	<b>Côte d'Ivoire Eni 2022 (CI-401)</b>	<b>Mali 2021</b>	<b>Niger 2017</b>	<b>Niger CNODC 2008</b>	<b>Sénégal 2019</b>	<b>Sénégal Sangomar 2004</b>
<b>Bonus</b>	11 M USD	Aucun	Aucun	300 M USD	Aucun	Aucun
<b>Droits fixes</b>	Aucun	100 M FCFA	100 M FCFA	100 M FCFA	50 000 USD	Aucun
<b>Redevance superficiare</b>	Aucune	200 000 FCFA/km <sup>2</sup> /an	1,5 M FCFA/km <sup>2</sup> /an	1,5 M FCFA/km <sup>2</sup> /an	30 USD/km <sup>2</sup> /an	5 USD/km <sup>2</sup> /an
<b>Redevance pétrolière</b>	Aucune	12,5%	12,5%	12,5%	7%	Aucune
<b>Cost stop pétrolier</b>	75% max.	70% max.	70% max.	70% max.	70% max.	75% max.
<b>Profit oil pour l'État</b>	Prod. cumulée <sup>35</sup> < 25 M bbl : 0-50 000 bbl/j : 48,7-58,2%. 50 000-100 000 bbl/j : 54,1-62,6%. 100 000-150 000 bbl/j : 59,5-67,0%. > 150 000 bbl/j : 64,9-71,4%.	20%	40%	Facteur $R \leq 1$ : 40%. $1 < \text{Fact. } R \leq 1,5$ : 45%. $1,5 < R \leq 2$ : 50%. $R > 2$ : 55%.	Facteur $R < 1$ : 40%. $1 \leq \text{Facteur } R < 2$ : 45%. $2 \leq \text{Facteur } R < 3$ : 55%. Facteur $R \geq 3$ : 60%.	0-50 000 bbl/j : 15%. 50 000-100 000 bbl/j : 20%. 100 000-150 000 bbl/j : 25%. 150 000-200 000 bbl/j : 30%. > 200 000 bbl/j : 40%.
<b>Impôt sur les sociétés</b>	Aucun	30%	Exonération	Exonération	30%	33%
<b>Participation de l'État</b>	10%	10%	10%	15%	10%	10%
<b>Taxe à l'exportation</b>	Aucune	0,5%	Aucune	Aucune	Aucune	Aucune

Source : Recherches des auteurs à partir de la législation et la réglementation nationales, ainsi que des conventions pétrolières concernées.

<sup>35</sup> En Côte d'Ivoire, la convention pétrolière d'Eni, relative au bloc CI-401, en 2022 prévoit un partage du profit oil en fonction à la fois du cours du pétrole, de la production journalière et de la production cumulée (art. 16).

Le second exemple est le CPP entre la République du Niger et la société China National Oil and Gaz Exploration and Development (CNODC), signé le 2 Juin 2008, concernant le block Agadem. Ce contrat et l'autorisation exclusive de recherche ont été cédés à la China National Petroleum Corporation (CNPC). Il s'agit du seul projet pétrolier en exploitation au Niger. Il a produit 6,3 millions de barils en 2020 (ITIE Niger, 2020). Ce CPP a été signé en 2008 sous l'ancien code pétrolier de 2007 (Loi n°2007-001 du 31 janvier 2007), mais il ne s'écarte guère de l'actuel code pétrolier de 2017 (Loi n°2017-63 du 14 août 2017). Le montant des droits fixes (100 M FCFA), de la redevance superficielle (1,5 M FCFA/km<sup>2</sup>), le taux de la redevance pétrolière (12,5%) et l'absence d'impôt sur les sociétés rejoignent totalement les dispositions du code actuel. La participation de l'Etat est en revanche plus élevée (15%). Un bonus de signature de 300 millions de dollars est également demandé. Enfin, les modalités du partage de la production sont déterminées en fonction du facteur R. Tant que ce dernier reste inférieur ou égal à 1, l'État ne perçoit que 40% du profit pétrolier, ce qui est le minimum déterminé par la législation en vigueur. Lorsque le facteur R devient compris entre 1 et 1,5, le taux monte à 45%. De même, lorsque le facteur R devient compris entre 1,5 et 2, le taux passe à 50%. Puis, à partir de l'année où le facteur R est supérieur à 2, l'État perçoit 55% du profit pétrolier.

Le troisième exemple est le CPP entre la République du Sénégal, la société Sénégal Hunt Oil et la Société des Pétroles du Sénégal (PETROSEN), signé le 15 juillet 2004, relatifs aux permis de Rufisque Offshore, Sangomar Offshore et Sangomar Offshore Profond. Ces permis ont été cédés et le projet est aujourd'hui développé par les opérateurs Woodside Energy Capricorn Sénégal et First Australian Ressources (FAR). Il s'agit du premier projet pétrolier sénégalais qui vient officiellement de commencer sa production le 11 juin 2024. Ce CPP relève du code pétrolier précédent de 1998 (Loi n°98-05 du 8 janvier 1998). Les termes fiscaux y sont très différents du code actuellement en vigueur depuis 2019 (Loi n°2019-03 du 1er février 2019). Aucun bonus, ni aucun droit fixe n'est demandé. La redevance superficielle est très faible (5 dollars par km<sup>2</sup>). Aucune redevance pétrolière n'est exigée pour les CPP, elle ne s'applique qu'aux contrats de concession. L'impôt sur les sociétés est dû au taux de 33%. Le partage de production diffère selon la profondeur d'eau. D'après les informations disponibles sur le site web de l'ITIE, les puits seront situés entre 700 et 1400 mètres. Le partage de production modélisé est donc celui d'une profondeur supérieure à 500 mètres. Le cost stop s'élève alors à 75% et le partage du profit pétrolier varie entre 15% et 40% au profit de l'État en fonction du nombre de barils produits par jour.

Le calcul du TEMI nécessite la modélisation, non seulement du système fiscal complet, mais également d'un projet pétrolier sur lequel appliquer ce système fiscal. D'un point de vue économique, un champ pétrolier se caractérise principalement par sa durée de vie, son volume et son rythme de production, son prix de vente et son coût de production. Évidemment, dans la réalité, chaque projet pétrolier est unique, de par sa géologie et ses conditions d'exploitation. Néanmoins, pour permettre de véritablement comparer les systèmes fiscaux entre eux sur la base de leur partage de rente, il est pertinent d'appliquer ces systèmes fiscaux sur un seul et même projet pétrolier, afin que seules les conditions fiscales changent les résultats de la modélisation du partage de rente. Un champ pétrolier type a donc été conçu dans ce but.

Le champ pétrolier type, construit pour être représentatif d'un projet pétrolier de taille moyenne, a une superficie de 100 km<sup>2</sup> et durée de vie de 20 ans. Les deux premières années permettent le développement des installations, les 17 années suivantes concernent l'exploitation et la dernière année sert à la réhabilitation. Le volume de production totale du projet est légèrement supérieur à 100 millions de barils, avec un pic de production à 40 000 barils par jour durant 3 ans, avant une réduction progressive de la production. Dans le scénario de base, le prix de vente est

supposé stable à 80 dollars le baril, ce qui donne un chiffre d'affaires global de 8 milliards de dollars. En matière de coûts de production, il est utile de distinguer les coûts d'investissement (CAPEX) des coûts d'exploitation (OPEX). Concernant le CAPEX, l'investissement initial est réalisé durant les trois premières années, à hauteur de 495 millions de dollars. Puis un investissement de renouvellement annuel de 5 millions de dollars est nécessaire, ainsi qu'un coût de réhabilitation de 10 millions en fin de vie du projet. Concernant l'OPEX, le coût variable unitaire moyen est de 15 dollars par baril, ce qui représente au total 1,5 milliards de dollars. La valeur de la rente économique de ce projet pétrolier type s'obtient en calculant la valeur actuelle nette (VAN) des flux nets de trésorerie annuels avant impôts. Pour un taux d'actualisation de 10%, la rente pétrolière de ce projet est estimée à 3,2 milliards de dollars. Son taux de rendement interne (TRI) atteint presque 100%.

**Tableau C.2 : Résumé des données économiques du champ pétrolier type utilisés dans la modélisation du partage de rente**

Année	Volume de production (M bbl)	Chiffre d'affaires 80 \$/bbl (M \$)	CAPEX (M \$)	OPEX 15 \$/bbl (M \$)	Flux net de trésorerie (M \$)
1	0,000	0,000	200,000	0,000	-200,000
2	0,000	0,000	280,000	0,000	-280,000
3	7,300	584,000	15,000	109,500	459,500
4 à 6	14,600	1 168,000	5,000	219,000	944,000
7	10,950	876,000	5,000	164,250	706,750
8	9,125	730,000	5,000	136,875	588,125
9	7,300	584,000	5,000	109,500	469,500
10 à 11	3,650	292,000	5,000	54,750	232,250
12 à 13	2,920	233,600	5,000	43,800	184,800
14 à 15	2,190	175,200	5,000	32,850	137,350
16 à 17	1,460	116,800	5,000	21,900	89,900
18 à 19	0,730	58,400	5,000	10,950	42,450
20	0,000	0,000	10,000	0,000	-10,000
<b>Total</b>	<b>100,375</b>	<b>8 030,000</b>	<b>585,000</b>	<b>1 505,625</b>	<b>5 939,375</b>
<b>VAN (10%)</b>		<b>4 589,747</b>	<b>500,907</b>	<b>860,577</b>	<b>3 228,262</b>
<b>TRI</b>					<b>99,9%</b>

Source : Champs pétrolier type conçu par les auteurs.

En appliquant les différents systèmes fiscaux précédemment décrits à ce même champ pétrolier type, il est possible de comparer la charge fiscale qui pèserait sur ce projet dans les différents pays à travers le calcul d'un taux effectif moyen d'imposition (TEMI). Pour rappel, le TEMI correspond (en pourcentage) à la part de la rente qui revient à l'État. Concernant d'abord les trois pays qui ont pu être modélisés sur la base de leur législation en 2023, les résultats donnent, pour un cours du pétrole stable à 80 dollars par baril, un TEMI d'au moins 55,4% au Niger, 59,7% au Mali et 77,0% au Sénégal. Il s'agit bien d'un niveau de prélèvement minimal, puisque calculé à partir des bornes les plus basses en matière de redevance pétrolière, de partage de production ou encore de participation de l'État. Cela signifie qu'en appliquant strictement la législation et la réglementation pétrolières en vigueur dans le pays à ce même champ pétrolier type, l'État pourrait théoriquement s'attendre à prélever au minimum cette part de la rente pétrolière.

*“Sur quoi la fondera-t-il l'économie du monde qu'il veut gouverner ? Sera-ce sur le caprice de chaque particulier ? Quelle confusion ! Sera-ce sur la justice ? Il l'ignore.”*

**Pascal**

**FERDi**

Créée en 2003, la **Fondation pour les études et recherches sur le développement international** vise à favoriser la compréhension du développement économique international et des politiques qui l'influencent.



**Contact**

[www.ferdi.fr](http://www.ferdi.fr)

[contact@ferdi.fr](mailto:contact@ferdi.fr)

+33 (0)4 43 97 64 60