

Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives en République du Congo

Rapport ITIE 2023

30 décembre 2025

Enerteam
Engaged for Better Governance

Table des matières

1. SOMMAIRE EXECUTIF 15
1.1 Introduction 15
1.2 Chiffres clés 18
1.3 **Contribution dans l'économie** 26
1.4 Exhaustivité et fiabilité des données 27
1.5 Constatations 31
1.6 Recommandations 36
2. CADRE LEGAL ET INSTITUTIONNEL, OCTROI DES LICENCES ET DES CONTRATS 39
2.1. Cadre juridique et fiscalité 39
2.2. Octroi des licences et des contrats 91
2.3. Registre des licences 113
2.4. Contrats 119
2.5. Propriété effective 123
2.6. **Participation de l'Etat et entreprises d'État** 128
3. EXPLORATION ET PRODUCTION 172
3.1. Information sur les activités de prospection/exploration 172
3.2. Données de production 175
3.3. **Données d'exportation** 180
3.4. Émission de gaz à effet de serre 185
4. COLLECTE DES REVENUS 189
4.1. Divulgation des taxes et revenus 189
4.2. **Revenus des ventes des parts de production de l'État et/ou autres revenus perçus en nature** ... 225
4.3. **Fournitures d'infrastructures et accords de troc** 237
4.4. Revenus provenant du transport 252
4.5. **Transactions liées aux entreprises d'État** 255
4.6. Paiements infranationaux 255
4.7. Niveau de désagrégation 255
4.8. Ponctualité des données 256
4.9. Qualité des données et assurance de la qualité 257
4.10. Coûts des projets 263

5. AFFECTATION DES REVENUS 268
5.1. Répartition des revenus provenant des industries extractives 268
5.2. Transferts infranationaux 280
5.3. **Procédures d'élaboration et du contrôle budgétaire** 283
6. DEPENSES SOCIALES ET ECONOMIQUES 286
6.1. Dépenses sociales et environnementales par entreprise extractive 286
6.2. Dépenses quasi-budgétaires 296
6.3. **Contribution du secteur extractif à l'économie** 299
6.4. Impact environnemental 300
7. SECTEUR EXTRACTIF EN CHIFFRES 310
7.1. Paiements du secteur extractif 310
7.2. Paiements par projet 315
7.3. Revenus budgétaires 315
8 RECOMMANDATIONS ET CONSTATATIONS 319
8.1 Recommandations du rapport ITIE 2023 319
8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs 332
8.3 Suivi des recommandations de la dernière validation « Composante : Transparence » 335
9 ANNEXES (FICHIER EXCEL JOINT AU RAPPORT) 338
Annexe 1 - Questionnaire 338
Annexe 2 - Détail des paiements sociaux obligatoires 338
Annexe 3 - Détail des paiements sociaux volontaires 338
Annexe 4 - Détail des paiements environnementaux 338
Annexe 5 - Structure du capital et propriété effective des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement 338
Annexe 6 - Emploi effectif des employés 338
Annexe 7 - Recensement des dispositions prévues par les protocoles d'accords - secteur forestier 338
Annexe 8 - Liste des flux de paiements à déclarer par projet 338
Annexe 9 - Répertoire des titres miniers actifs au 31 décembre 2023 338
Annexe 10 - Fiabilisation des déclaration 338
Annexe 11 - Fiches de réconciliation des sociétés ayant soumis leurs déclarations 338
Annexe 12 - Détails ventes SNPC-Mandat 338
Annexe 13 - Détail des revenus globaux, par société, par flux et par secteur 338

Annexe 14 - Détail des revenus budgétaires, par société, par flux et par secteur 338
Annexe 15 - Déclarations des coûts pétroliers 338
Annexe 16 - Détails déclaration par projets 338
Annexe 17 - Détails ventes ENI Congo 338
Annexe 18 - Formulaires de déclaration ITIE 2023 338
Annexe 19 - Répertoire forestier 2023 338
Annexe 20 - Fiscalité spécifique du secteur des hydrocarbures 338
Annexe 21 - **Approche détaillée d'évaluation et la sélection d'échantillon** 338
Annexe 22 - Recensement des conventions forestières 338
Annexe 23 - Situation des Engagements sociaux des sociétés forestiers 338
Annexe 24 - Données reportées sur les consultations communautaires 338
Annexe 25 - Questionnaires de gouvernance (SNPC & SONAREP) 338
Annexe 26 - Statistiques des Exportations 2023 de la DGAP 338
Annexe 27 - Détails ventes SNPC-Parts propres 338
Annexe 28 - Détails ventes du Gaz AKSA 338
Annexe 29.1 - Répertoire pétrolier DGAP (Permis d'exploration) 338
Annexe 29.2 - Répertoire pétrolier DGAP (Permis d'exploitation) 338
Annexe 30 - Lettre Direction générale du Portefeuille Public (DGPP) 338
Annexe 31 - Détail des Transferts infranationaux au titre de la taxe superficiaire 338
Annexe 32 - Statistiques des Exportations 2023 de la DGDA 338

Liste des abréviations

Désignation	Abréviation
AI	Administrateur indépendant
AOGC	Africa Oil and Gas Corporation
APV FLEGT	Accord de partenariat volontaire
Bbl	Barils
BE	Bénéficiaire effectif
BEAC	Banque des États de l'Afrique centrale
BEEC	Bureau d'Expertise, d'Évaluation et de Certification des Substances Minérales Précieuses
BPL	Société Bois et Placages de Lopola
BTC	Société Bois Tropicaux du Congo
CAD	Centimes Additionnels
CAMU	couverture d'assurance maladie universelle
CAT	Convention d'Aménagement et de Transformation
CCA	Caisse Congolaise d'Amortissement
CCDB	Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire
CDMT	Cadre de Dépenses à Moyen Terme
CEC	Prélèvement sur fiscalité au titre du Projet Intégré
CED	Centrale Gaz de Djéno
CEMAC	Communauté Économique et Monétaire de l'Afrique Centrale
CFF	Congo First Forestry Bois International
CGI	Code Général des Impôts
CIB	La Congolaise industrielle des Bois
CIBN	Société Congolaise Industrielle des Bois du Niari
CIMA	Conférence Interafricaine des Marchés d'Assurance
CITB	La Congolaise Industrielle de Transformation de Bois
CNC	Commissariat National aux Comptes
CNOOC	China National Offshore Corporation
CNSS	Caisse Nationale de Sécurité Sociale
CORAF	Congolaise de raffinage
CPCMB	Comité permanent de cadrage macroéconomique et budgétaire
CPP	Contrat de Partage de Production
CTI	Convention de Transformation Industrielle
DAC	Droits d'accise
DAS	Droits accessoires à la sortie
DGAP	Direction Générale de l'Amont Pétrolier
DGDDI	Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects
DGEF	Direction Générale de l'Économie Forestière
DGG	Direction Générale de la Géologie
DGID	Direction Générale des Impôts et des Domaines
DGM	Direction Générale des Mines
DGT	Direction Générale du Trésor
DRN	Direction des Ressources Naturelles
DST	Droits de sortie
EC	Entreprise Christelle
EF	États Financiers
EFC	Société Eucalyptus Fibre Congo
ERAP	Entreprise de Recherche et d'Activités Pétrolière

Désignation	Abréviation
ETBM	Exploitation et Transformation de Bois de Moungouma
FCFA	Franc CFA d'Afrique Centrale
FEC	Facilité Élargie de Crédit
FMI	Fonds Monétaire International
FSC	Forest Stewardship Council
GNL	Gaz Naturel Liquéfié
GPL	Gaz de Pétrole Liquéfié
IFO	Industrie Forestière de Ouesso
INTOSAI	Organisation Internationale des Institutions Supérieures de Contrôle des Finances Publiques
IRPP	Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques
IRVM	Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières
IS	Impôt sur les bénéfices des sociétés
ISSD	Initiative de Suspension du Service de la Dette
ITIE	L'initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
KPCS	Processus de Certification du Processus de Kimberley
Ksm3	Kilos Standard mètre cube
LDSR	Logistique de Développement Social & Recherche
MEF	Ministère de l'économie forestière
MEFDD	Ministère de l'Économie Forestière et du Développement Durable
MFCFA	Million Franc CFA d'Afrique Centrale
MMG	Ministère des Mines et de la Géologie
MPC	Magminerals Potasses Congo
MPD Congo	Société Mining Project Développement
Ms	Million standard
OEC	l'Observatory of Economic Complexity
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
PAN	Plan d'Action National
PCBP	Permis de coupe des bois de plantations
PDG	Président Directeur Général
PIB	Produit Intérieur Brut
PID	Provision pour investissements diversifiés
PPE	Personnes Politiquement Exposées
PS	Permis spéciaux
RDA	Redevance sur les diamants
RDB	Redevance bois
RDC	République Démocratique du Congo
REDD	Réduction des Émissions liées à la Déforestation et la Dégradation Forestière
RMP	Redevance minière proportionnelle
SA	Société Anonyme
SARL	Société à Responsabilité Limité
SCPFE	Service de Contrôle des Produits Forestiers à l'Exportation
SEFYD	Société d'Exploitation Forestière Yuan Dong Congo
SICOFOR	Sino-Congo Forêt
SIFCO	Société Industrielle et Forestière du Congo
SNPC	Société Nationale des Pétoles du Congo
SNPC - AP	Société Nationale des Pétoles du Congo – Activités propres
SOCOTRAM	Société Congolaise de Transports Maritimes

Désignation	Abréviation
SOFIA	Société Forestière et Industrielle d'Abala
SONAREP	Société Nationale de Recherche et Production
SOREMI	Société de recherche et d'exploitation minière
SPIEX	Société de Prestations et d'Import-Export
STP ITIE	Secrétariat Technique Permanent de l'ITIE
SYSPACE	Système de suivi de paiements des créances de l'Etat
TAE	Taxe additionnelle à l'exportation
TDR	Termes de Référence
TEC	Tarif Extérieur Commun
TEP	TotalEnergies EP Congo
TIC	Technologies de l'Information et de la Communication
TOFE	Tableau des opérations financières de L'État
TSS	Taxe spéciale sur les sociétés
TUS	Taxe Unique sur les Salaires
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TVTS	Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés
UE	Union Européenne
UFA	Unités Forestière d'Aménagement
UFE	Unité forestières d'exploitations
Usd	Dollar américain
USLAB	Unité de Surveillance et de Lutte Anti-Braconnage
ZLECAF	Zone de Libre-Échange Continental Africaine

Liste des tableaux

Tableau 1– Paiements globaux du secteur extractif (2022–2023) 18
Tableau 2 : Paiements pétroliers (2022–2023) 18
Tableau 3 – Déductions et paiements pétroliers nets (2022–2023) 19
Tableau 4 – Paiements forestiers par nature (2022–2023) 19
Tableau 5– Paiements miniers (2022–2023) 20
Tableau 6 – Revenus budgétaires du secteur extractif 2023 21
Tableau 7 – Revenus budgétaires par flux (2023) 21
Tableau 8 : Revenus en nature – Part de l'État (2023) 22
Tableau 9 – Commercialisation globale (SNPC, TotalEnergies, ENI) 23
Tableau 10: Commercialisation SNPC Mandat (Part Etat) – Synthèse 2023 23
Tableau 11 : Revenus en nature – SNPC (2023) 24
Tableau 12 – Commercialisation des parts propres de la SNPC (2023) 24
Tableau 13 : Production des hydrocarbures 2023 24
Tableau 14 : Production minière 2023 25
Tableau 15 : Production forestière 2023 25
Tableau 16 : Exportations des hydrocarbures 2023 25
Tableau 17 : Exportations forestières 2023 26
Tableau 18 : Contribution du secteur extractif à l'économie en 2021 - 2023 26
Tableau 19 - Récapitulatif des rapprochements des flux de paiement en numéraire 28
Tableau 20 - États récapitulatifs des rapprochements des flux de paiement en nature (Part de l'Etat) 29
Tableau 21 - États récapitulatifs des rapprochements des flux de paiement en nature (Part de la SNPC) 29
Tableau 22 - États récapitulatifs des rapprochements du TOFE avec les données ITIE 2023 30
Tableau 23 : Terminal GNL Tango FLNG 43
Tableau 24 : Cadre juridique du secteur des hydrocarbures 45
Tableau 25 : Cadre institutionnel du secteur des hydrocarbures 2023 47
Tableau 26 : Réformes dans le secteur des hydrocarbures 53
Tableau 27 : Cadre juridique du secteur minier 2023 61
Tableau 28 : Cadre institutionnel du secteur minier 2023 63
Tableau 29 : Cadre juridique du secteur forestier 2023 74
Tableau 30 : Cadre institutionnel du secteur forestier 2023 75
TABLEAU 31 – FISCALITÉ FORESTIÈRE (DE DROIT COMMUN) APPLICABLE 76
TABLEAU 32 – FISCALITÉ FORESTIÈRE SPÉCIFIQUE APPLICABLE (RÉGIME 2000) 77
TABLEAU 33– INSTRUMENTS FISCAUX PRÉVUS PAR LE CODE FORESTIER 2020 77
TABLEAU 34– AUTRES RÉFORMES DU SECTEUR FORESTIER EN 2023 79

Tableau 35 : Cadre juridique de la lutte contre la corruption 81
Tableau 36 : Cadre institutionnel de la lutte contre la corruption 82
Tableau 37 : Centrales hydroélectriques en République du Congo 89
Tableau 38 : Types de licences des hydrocarbures 91
Tableau 39 : Types des permis miniers 103
Tableau 40 : Modalités d'octroi/transfert des permis miniers 104
Tableau 41 : Permis miniers octroyés en 2023 105
Tableau 42 : Types des permis forestiers 109
Tableau 43 : Permis pétroliers actifs au 31/12/2023, selon le répertoire DGAP 115
Tableau 43 : Permis pétroliers actifs au 31/12/2023, selon OGAS 115
Tableau 44 : Permis miniers actifs au 31/12/2023 116
Tableau 45 : Permis forestier actifs au 31/12/2023 118
Tableau 46 : Situation de collecte des données sur la propriété effectives 125
Tableau 47– Participations directes et indirectes de l'État dans le capital des sociétés pétrolières (2022–2023) 128
Tableau 48 : Participation de la SNPC dans les contrats pétroliers au 31/12/2023 131
Tableau 49 : Sommaire des revenus de la SNPC au titre de 2023 148
Tableau 50 : Revenus de commercialisation des parts propres de la SNPC 2023 148
Tableau 51 : Portefeuille titre de la SNPC au 31/12/2023 149
Tableau 52 : Sommaire des paiements de la SNPC au titre de 2023 150
Tableau 53 : Détails de reversements 2023 part de l'Etat vendu (SNPC mandat) 151
Tableau 54 : Paiements fiscaux spécifiques de la SNPC au titre de 2023 152
Tableau 55 : Paiements fiscaux de droit commun de la SNPC au titre de 2023 153
Tableau 56 : Paiements sociaux de la SNPC 2023 154
Tableau 57 — Livraisons et recouvrements CORAF (2023) 158
Tableau 58 : États financiers annotés SNPC au 31/12/2023 160
Tableau 59 : Permis pétroliers dont la SONAREP est opérateur en 2023 162
Tableau 60 : Sommaire des revenus de la SONAREP au titre de 2023 162
Tableau 61 : Sommaire des paiements de la SONAREP au titre de 2023 164
Tableau 62 : Paiements fiscaux de droit commun de la SONAREP au titre de 2023 165
Tableau 63 : Participation de l'Etat dans le capital des sociétés minières au 31/12/2023 167
Tableau 64 : Production des hydrocarbures 2023 175
Tableau 65 : Production minière 2023 178
Tableau 66 : Production forestière (globale) 2023 selon la BEAC 179
Tableau 67 : Production forestière 2023 fournies par les sociétés forestières (ayant transmis une déclaration) 179
Tableau 68 : Exportations des hydrocarbures 2023 180
Tableau 69 : Exportations minières de la Douane 2023 182

Tableau 69 : Exportations forestières SCPFE, par société 2023 182
Tableau 70 : Exportations forestières SCPFE, par substance 2023 183
Tableau 71 : Exportations forestières SCPFE, par destination 2023 (en m3) 183
Tableau 71 : Exportations forestières de la douane, par substance 2023 (en m3) 184
Tableau 71 : Exportations forestières de la douane, par société 2023 (en m3) 184
Tableau 72 : Périmètre des sociétés 2023 (secteur des hydrocarbures) 191
Tableau 73 : Périmètre des sociétés 2023 (secteur minier) 191
Tableau 74 : Périmètre des sociétés 2023 (secteur forestier) 192
Tableau 75 : Nouveaux flux de paiement 2023 193
Tableau 76 : Périmètre des organismes collecteurs 194
Tableau 77 : Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts de l'Etat) 195
Tableau 78 : Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts de de la SNPC-AP) 197
Tableau 79 : Rapprochement des prélèvements au titre de la part de l'Etat 198
Tableau 80 : Rapprochement des transferts des revenus de commercialisation 199
Tableau 81 : Rapprochement des paiements en numéraires globaux, par secteur 200
Tableau 82 : Rapprochement des paiements en numéraires globaux, par société 200
Tableau 83 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur des hydrocarbures) 202
Tableau 84 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur minier) 204
Tableau 85 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur forestier) 205
Tableau 86 : Écarts non rapprochés 211
Tableau 87 : Rapprochement de la production (secteur des hydrocarbures) 216
Tableau 88 : Rapprochement de la production (secteur minier) 219
Tableau 89 : Rapprochement de la production (secteur forestier) 219
Tableau 90 : Rapprochement des exportations (secteur des hydrocarbures) 220
Tableau 91 : Rapprochement des exportations (secteur minier) 221
Tableau 92 : Rapprochement des exportations (Entreprises – SCPEF) (secteur forestier) 221
Tableau 92 : Rapprochement des exportations (Entreprises – Douane) (secteur forestier) 222
Tableau 92 : Rapprochement des exportations (SCPFE – Douane) (secteur forestier) 222
Tableau 93 : Rapprochement avec les statistiques de la BEAC 224
Tableau 94 : Flux perçus en nature – Hydrocarbures 225
Tableau 95 : Revenus en nature (part de l'Etat) dans le pétrole 2023 (en volume) 227
Tableau 96 : Revenus en nature (part de l'Etat) dans le Gaz 2023 (en volume) 228
Tableau 97 : Revenus en nature (part de l'Etat) dans le pétrole 2023 (en valeur) 228
Tableau 98 : Revenus en nature (part de l'Etat) dans le Gaz 2023 (en valeur) 228
Tableau 99 : Revenus de commercialisation des parts de l'Etat 2023 230
Tableau 100 : Revenus en nature (part de la SNPC) dans le pétrole 2023 (en volume) 234

Tableau 101 : Revenus en nature (part de la SNPC) dans le Gaz 2023 (en volume) 234
Tableau 102 : Revenus en nature (part de la SNPC) dans le pétrole 2023 (en valeur) 235
Tableau 103 : Revenus en nature (part de la SNPC) dans le Gaz 2023 (en valeur) 235
Tableau 104 : Revenus de commercialisation des parts de la SNPC 2023 235
Tableau 105– Cargaisons livrées en remboursement des dettes de préfinancement (source : SNPC) 240
Tableau 106 – Cargaisons livrées en remboursement (source : SNPC) 244
Tableau 107 : Liste des protocoles d'accord forestiers communiqués 246
Tableau 108 : Situation des montants restant à compenser au 31/12/2022 249
Tableau 110 : Sommes retenues en 2023 par les sociétés forestières 250
Tableau 109 : Évaluation du Cadre de Contrôle et d'Audit au Congo 258
Tableau 110 : Cadre réglementaire des transferts infranationaux (secteur des hydrocarbures) 280
Tableau 111 : Cadre réglementaire des transferts infranationaux (secteur forestier) 281
Tableau 112 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur hydrocarbures) 288
Tableau 113 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur minier) 289
Tableau 114 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur forestier) 290
Tableau 115 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur des hydrocarbures) 291
Tableau 116 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur minier) 293
Tableau 117 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur forestier) 294
Tableau 118 : Contribution du secteur extractif au budget de l'Etat 2022-2023 299
Tableau 119 : Contribution du secteur extractif dans le PIB 2022-2023 299
Tableau 120 : Contribution du secteur extractif dans le PIB 2022-2023 299
Tableau 121 : Contribution du secteur extractif dans l'emploi 2022-2023 300
Tableau 122 – Contribution du SVL/APV FLEGT à la protection environnementale 303
Tableau 123 – Étapes de la procédure d'EIES en République du Congo 304
Tableau 124– Régime des sanctions environnementales applicables aux activités extractives 305
Tableau 125– Accessibilité et divulgation des documents environnementaux obligatoires 306
Tableau 126 – Paiements en nature par société et par flux 310
Tableau 127 : Paiements en numéraire par secteur 2023 311
Tableau 128 : Paiements en numéraire par secteur, par flux et par entité perceptrice 2023 312
Tableau 129 : Paiements en numéraire par secteur, par société et par entité perceptrice 2023 313
Tableau 130 : Paiements par projet 2023 315
Tableau 131 : Revenus budgétaires par secteur 2023 315
Tableau 132 : Revenus budgétaires par secteur, par flux et par entité perceptrice 2023 316
Tableau 133 : Revenus budgétaires par secteur, par société et par entité perceptrice 2023 317
Tableau 134 : Revenus budgétaires par entité perceptrice 2023 318

Liste des figures

Figure 1 Contribution du secteur extractif dans l'économie 26
Figure 2 : Bassin de la Cuvette 40
Figure 3 : Bassin Côtier 40
Figure 4 : Carte des gisements miniers d'exploitation 56
Figure 5 : Carte des gisements miniers de recherche 57
Figure 6 : Couvert forestier en République du Congo 73
Figure 7 : Carte des concessions forestières et aires protégées en République du Congo 73
Figure 8 : Terminal pétrolier de Djéno 143
Figure 9 : Allocation de la production (Kombi-Likalala-Libondo II, 2020) 226
Figure 10 Évolution des prix fiscaux du Brut Congolais 2023 229
Figure 11 : Mécanisme de Préfinancements avec les traders 239
Figure 12 : Mécanisme des projets d'infrastructures financés par la Chine 242
Figure 13 : Processus du trafic maritime au Congo 254
Figure 14 : Schéma d'affectation des flux (secteur des hydrocarbures) 273
Figure 15 : Schéma d'affectation des flux (secteur minier) 274
Figure 16 : Schéma d'affectation des flux (secteur forestier) 275

Immeuble Ennour 6ème étage
Centre Urbain Nord
1082 Tunis – Tunisie
Tel : +216 27 596 595
Email : enerteam@enerteam.tn
Web : https://enerteam.tn/

30/12/2025

Comité National de la mise en œuvre de l'ITIE en République du Congo (CN-ITIE)

À **l'attention de Monsieur le Président du CN-ITIE,**

Enerteam a été nommé par le CN-ITIE comme Administrateur Indépendant pour l'élaboration du Rapport ITIE 2023 de la République du Congo. Les travaux pour l'élaboration du présent rapport ont été conduits conformément aux Termes de Référence (TdR) tels qu'approuvés par le CN-ITIE.

Notre mission a été effectuée selon la norme internationale de services connexes (International Standard on Related Services, Norme ISRS) relative aux missions de procédures convenues et plus précisément la norme n° 4400 relative aux « missions d'examen d'informations financières sur la base de procédures convenues ».

Les procédures convenues ne constituent ni un audit ni un examen limité des revenus extractifs selon les normes internationales d'audit ou les normes internationales d'examen limité. L'audit des données incluses dans le présent rapport n'entre pas dans les Termes de Référence de notre mission. Toutefois, les informations rapprochées dans le présent rapport portent sur des données auditées et/ou attestées par les parties déclarantes.

Si nous avions mis en œuvre des procédures complémentaires ou si nous avions réalisé un audit ou un examen limité des états financiers des parties déclarantes selon les normes internationales d'audit ou les normes internationales d'examen limité, d'autres éléments auraient pu être portés à notre connaissance et vous auraient été communiqués.

Notre rapport n'a pour seul objectif que celui indiqué dans le premier paragraphe. Les avis qui y sont exprimés sont ceux de l'Administrateur Indépendant (AI) et ne reflètent en aucun cas l'avis officiel du CN-ITIE.

Karim LOURIMI

Associé

1. Sommaire exécutif

1.1 Introduction

L'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) constitue la norme internationale de référence en matière de transparence, de gouvernance et de redevabilité dans la gestion des ressources naturelles. Elle impose la publication régulière d'informations exhaustives couvrant l'ensemble de la chaîne de valeur extractive : de l'octroi des droits, à la production, jusqu'à la collecte et l'allocation des revenus.

La République du Congo a adhéré à l'ITIE en 2004, obtenu le statut de pays Conforme en 2013 et a fait l'objet de plusieurs validations. La dernière évaluation, réalisée en 2022 selon la Norme ITIE 2019, a attribué au pays un score global de 70,5 points, reflétant des « progrès significatifs » dans la mise en œuvre de la norme

Depuis son adhésion, le pays a publié quinze (15) rapports couvrant la période 2004–2022. Le présent rapport, élaboré conformément à la Norme ITIE 2023, a été produit par le cabinet Enerteam, désigné Administrateur Indépendant (AI) par le Comité National ITIE.

1.1.1 Objectifs et priorités du Comité National ITIE

Pour le cycle de rapportage 2023, le Comité National ITIE (CN-ITIE) a structuré ses travaux autour des priorités suivantes :

- améliorer la transparence et la traçabilité des revenus issus des secteurs du pétrole, du gaz, des mines et de la foresterie ;
- renforcer la fiabilité, l'exhaustivité et la ponctualité des données déclarées ;
- documenter les évolutions du cadre juridique et institutionnel du secteur extractif ;
- analyser les mécanismes hors budget, notamment ceux liés à la commercialisation du pétrole ;
- évaluer la contribution économique, budgétaire et sociale du secteur extractif ;
- assurer le suivi de la mise en œuvre des recommandations issues de la dernière validation ITIE (2022).

1.1.2 Contexte macroéconomique et réformes sectorielles

En 2023[1], la conjoncture internationale est restée défavorable, avec un ralentissement de la croissance mondiale (3,2 % contre 3,5 % en 2022) et une baisse marquée des prix des produits énergétiques (-27,5 %) et forestiers (-9,3 %), affectant les économies dépendantes des matières premières, dont celles de la CEMAC.

Au niveau national, l'économie congolaise a enregistré une croissance de 3,9 %, portée par la reprise du secteur non pétrolier. Elle a été portée par les bons résultats du secteur pétrolier (+1,4 %) grâce à la

[1] *Source : Rapport annuel 2023 BEAC.*

hausse des cours du pétrole, ainsi que du secteur non pétrolier (+2,8 %), avec un bon dynamisme du secteur agricole (+5,7%).[2]

Toutefois, les **revenus budgétaires nets du secteur extractif ont diminué d'environ 9 %**, passant de 1 054,85 à 925,35 Mds FCFA, en raison de la baisse des volumes commercialisés. Le pays reste ainsi fortement exposé à la volatilité des marchés internationaux, en raison de sa dépendance au pétrole.

Parallèlement, plusieurs réformes majeures ont été engagées afin de renforcer la gouvernance du secteur extractif. Elles ont concerné :

- la modernisation du régime fiscal, incluant la clarification de la sous-traitance pétrolière et l'élargissement de l'assiette fiscale concernant les traders et l'amont pétrolier ;
- le renforcement du cadre environnemental, applicable à l'ensemble des opérateurs des hydrocarbures, des mines et des forêts avec la loi n°33-2023 du 17 novembre 2023 ;
- le Congo a opté pour **l'interdiction d'exportation totale des bois sous forme de grumes** conformément à son code forestier promulgué le 8 juillet 2020 portant le numéro n°33-2020 et l'introduction du principe de partage de production dans le secteur forestier ;
- **l'intégration des enjeux de transition énergétique**, soutenue par la création d'un centre national dédié aux énergies renouvelables et à l'efficacité énergétique.

1.1.3 Questions clés de gouvernance et enjeux du secteur

Le Rapport ITIE 2023 met en lumière plusieurs enjeux structurants pour la gouvernance du secteur extractif, appelant à la poursuite et au renforcement des actions engagées par les parties prenantes :

- Consolider la gestion des finances publiques face à la forte dépendance au secteur pétrolier, qui concentre l'essentiel des recettes extractives et représente environ 70 % des exportations nationales, en renforçant les mécanismes de sécurisation, de diversification et de prévisibilité des revenus ;
- Atténuer la sensibilité des recettes pétrolières à la volatilité des prix internationaux, observée en 2023 malgré une production globalement stable, à travers une meilleure anticipation budgétaire et une transparence accrue sur les mécanismes de commercialisation ;
- Renforcer la transparence et la traçabilité des mécanismes hors budget, notamment les préfinancements accordés par les traders et les remboursements des projets d'infrastructures financés avec des partenaires bilatéraux, afin d'améliorer la lisibilité des flux et leur articulation avec le budget de l'État ;
- Améliorer la formalisation, la documentation et la divulgation des recettes forestières, y compris les mécanismes de compensation au titre des travaux d'infrastructures, en vue d'assurer une meilleure traçabilité des flux, une compréhension partagée de leur traitement et une cohérence accrue avec le cadre réglementaire ;

[2] Source : Banque Africaine de Développement

- Accompagner le développement du secteur minier afin de renforcer progressivement sa contribution économique, en tenant compte de la maturité des projets et du cadre fiscal et institutionnel en vigueur ;
- Poursuivre les efforts en matière de gouvernance environnementale, notamment la gestion durable des ressources forestières, la réduction progressive du torchage du gaz et le renforcement des mécanismes de réhabilitation des sites pétroliers, incluant la constitution progressive de fonds dédiés conformément au cadre réglementaire ;
- **Approfondir la mise en œuvre des exigences de transparence de l'ITIE**, en particulier en matière d'octroi des licences, de divulgation de la propriété effective, de suivi des flux hors budget, des dépenses quasi-budgétaires et de l'affectation des revenus.

1.1.4 Mandat de l'Administrateur Indépendant

L'Administrateur Indépendant a été chargé de conduire l'ensemble du processus de production du Rapport ITIE 2023. Son mandat a couvert :

- la réalisation des travaux de cadrage, ayant permis de préciser le périmètre du rapport, d'identifier les flux significatifs et de confirmer la liste des entités tenues de déclarer ;
- la collecte des informations contextuelles, financières, de production et d'exportation auprès des entités déclarantes ;
- le rapprochement des déclarations transmises par les entreprises et les entités publiques ;
- l'analyse des écarts éventuels et la vérification documentaire des données ;
- l'évaluation de la qualité, de l'exhaustivité et de la cohérence des informations ;
- la formulation de recommandations destinées à améliorer la gouvernance et la transparence du secteur ;
- la préparation du Rapport ITIE 2023, conformément aux Termes de Référence et à la Norme ITIE 2023.

1.1.5 Participation des entités déclarantes

L'exercice de collecte et de rapprochement des données a mobilisé l'ensemble des parties prenantes concernées par le secteur extractif, notamment :

- les administrations et entités publiques chargées de la mobilisation et de la perception des revenus issus du secteur extractif ;
- les sociétés opérant dans les filières des hydrocarbures, du gaz, des mines et de la foresterie ;
- les entreprises publiques du secteur ;
- les organismes de régulation et de contrôle.

La liste détaillée des entités participantes est présentée en section 4.1 du rapport.

1.1.6 Limites inhérentes au Rapport ITIE 2023

Les analyses et conclusions du présent rapport reposent sur :

- les données financières relatives à l'exercice 2023 ;
- les déclarations et informations contextuelles transmises par les entités déclarantes collectées jusqu'au 29 décembre 2025 ;
- les informations et réformes disponibles à la date de finalisation du rapport.

Ces éléments ne peuvent être extrapolés au-delà de cette période, conformément aux limites méthodologiques indiquées dans le rapport.

1.2 Chiffres clés

1.2.1 Paiements du secteur extractif

Les paiements globaux nets issus du secteur extractif atteignent 1 186,05 Mds FCFA en 2023, en baisse de 7,01 % par rapport à 2022. La structure globale reste dominée par les hydrocarbures.

TABLEAU 1– PAIEMENTS GLOBAUX DU SECTEUR EXTRACTIF (2022–2023)

Secteur	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds FCFA)	Variation (%)
Hydrocarbures	1 252,32	1 170,68	(81,64)	-6,52%
Forestier	22,13	12,73	(9,40)	-42,46%
Minier	1,01	2,64	1,63	160,89%
TOTAL	1 275,46	1 186,05	(89,41)	-7,01%

1.2.1.1 Paiements du secteur des hydrocarbures

Les hydrocarbures représentent 98,70 % des paiements extractifs. Les recettes pétrolières reculent globalement, malgré une hausse importante de la fiscalité pétrolière.

TABLEAU 2 : PAIEMENTS PETROLIERS (2022–2023)

	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds)	Variation (%)
1. Produits de vente des cargaisons de l'État	1 670,09	1 244,90	-425,19	-25,46%
– SNPC – Mandat (cargaisons État)	1 643,13	1 244,54	(398,59)	-24,26%
– TotalEnergies EP Congo – Commercialisation	21,63	0,36	(21,27)	-98,34%
– ENI Congo – Commercialisation (gaz) *	5,33	-	(5,33)	-100,00%
– Ministère des Hydrocarbures – Commercialisation (gaz) AKSA	-	1,23	1,23	100,00%
Sous-total ventes de cargaisons	1 670,09	1 246,13	(423,96)	-25,39%
2. Autres recettes non fiscales	111,81	110,76	(1,05)	-0,94%
– Dividendes SNPC	12,70	26,64	13,94	109,76%
- PID	65,54	50,93	(14,61)	-22,29%
– Bonus pétroliers	32,79	8,31	(24,48)	-74,66%
– Fiscalité de la zone d'unitization – Lianzi	-	15,44	15,44	100,00%
– Autres recettes non fiscales	0,78	9,44	8,66	1110,26%
3. Recettes fiscales	56,98	128,67	71,69	125,82%
4. Paiements environnementaux (MEDDBC)	2,43	0,09	(2,34)	-96,30%

	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds)	Variation (%)
Total recettes budgétaires brutes (1+2+3+4)	1 841,31	1 485,65	(355,66)	-19,32%
5. Revenus des entreprises publiques	307,57	223,23	(84,34)	-27,42%
– SNPC – Activités propres	307,57	218,90	(88,67)	-28,83%
– SONAREP – Activités propres	n.c.	4,33	4,33	100,00%
6.Paiements sociaux et autres paiements environnementaux	7,02	37,25	30,23	430,63%
TOTAL paiements pétroliers bruts	2 155,90	1 746,13	(409,77)	-19,01%

n.c : non communiqué.

Les paiements pétroliers bruts subissent deux principales catégories de déductions :

1. Remboursement des préfinancements accordés par les traders (structure "oil-backed loans").
2. **Remboursement des projets d'infrastructures avec la Chine** (accords bilatéraux).

Ces mécanismes réduisent significativement les recettes budgétaires perçues du secteur.

TABLEAU 3 – DEDUCTIONS ET PAIEMENTS PETROLIERS NETS (2022–2023)

Déductions et flux nets (Hydrocarbures)	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds FCFA)	Variation (%)
Recettes budgétaires brutes	1 841,31	1 485,65	(355,66)	-19,32%
Déductions / compensations				
– Préfinancements (traders)	(681,93)	(311,31)	370,62	-54,35%
– Projets d'infrastructures (Chine)	(221,65)	(264,14)	(42,49)	19,17%
Total compensations	(903,58)	(575,45)	328,13	-36,31%
Recettes budgétaires nettes hydrocarbures	937,73	910,20	(27,53)	-2,94%
Autres paiements non budgétaires	314,59	260,48	(54,11)	-17,20%
TOTAL paiements pétroliers nets	1 252,32	1 170,68	(81,64)	-6,52%

1.2.1.2 Paiements du secteur forestier

En 2023, le secteur forestier représentait 1,10 % des paiements extractifs. Les recettes de ce secteur ont connu une forte diminution (–42,46 %), principalement en raison de la baisse des exportations, de la mise en œuvre progressive de l'interdiction d'exporter des grumes, ainsi que du retour de plusieurs concessions au domaine public.

TABLEAU 4 – PAIEMENTS FORESTIERS PAR NATURE (2022–2023)

Rubriques forestières	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds FCFA)	Variation (%)
1. Paiements Budgétaires				
– Recettes fiscales	16,59	7,08	(9,51)	-57,30%
– Recettes non fiscales	13,07	5,10	(7,97)	-60,98%
– Compensations forestières – Travaux d'infrastructures*	(8,91)	-	8,91	-100,00%
Sous-total recettes budgétaires	20,75	12,18	(8,57)	-41,28%

Rubriques forestières	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds FCFA)	Variation (%)
2. Paiements environnementaux (MEDDBC)	0,19	0,35	0,16	84,21%
Total budgétaire forestier (1+2)	20,94	12,53	(8,41)	-40,14%
3. Paiements sociaux et autres paiements environnementaux	1,19	0,20	(0,99)	-83,19%
TOTAL paiements forestiers	22,13	12,73	(9,40)	-42,46%

** Compensation liées à l'affectation de recettes forestières au financements de travaux d'infrastructures.*

Contrairement à 2022, au cours duquel une compensation de 8,91 milliards FCFA avait été appliquée, la DGEF a indiqué, dans le cadre des travaux du présent rapport, que le mécanisme de compensation **n'a pas été mis en œuvre en 2023**, bien que certaines sociétés aient déclaré des compensations au **titre des travaux d'infrastructures lors du processus de rapprochement**.

1.2.1.3 Paiements du secteur minier

Le secteur minier demeure marginal dans la structure des paiements extractifs (0,23 % du total), mais enregistre une progression notable en 2023, portée par la montée des paiements fiscaux.

TABLEAU 5– PAIEMENTS MINIERS (2022–2023)

Rubriques minières	2022 (Mds FCFA)	2023 (Mds FCFA)	Variation (Mds FCFA)	Variation (%)
1. Paiements budgétaires				
– Recettes fiscale	0,82	2,24	1,42	172,56%
– Recettes non fiscales	0,01	0,25	0,24	2400,00%
– Paiements environnementaux (MEDDBC)	0,02	0,13	0,11	550,00%
Sous-total recettes budgétaires	0,85	2,62	1,77	207,65%
2. Paiements sociaux	0,16	0,02	(0,14)	-87,50%
TOTAL paiements miniers	1,01	2,64	1,63	160,89%

Cette évolution reste toutefois limitée par la faible maturité du secteur, une seule société (SOREMI) étant en phase de production. Les contributions du secteur demeurent principalement indirectes, notamment à travers la fiscalité sur les salaires, la redevance minière et les investissements locaux.

1.2.2 Revenus budgétaires du secteur extractif

En 2023, les revenus budgétaires bruts issus du secteur extractif se sont élevés à 1 500,80 milliards FCFA. Après prise en compte des mécanismes de déduction, notamment les remboursements des projets d'infrastructures financés avec la Chine et les préfinancements accordés par les traders, le montant net effectivement encaissé par le Trésor public s'établit à 925,35 milliards FCFA.

Cette évolution met en évidence l'écart significatif entre les recettes brutes générées par le secteur **extractif et les ressources effectivement disponibles pour le budget de l'État**, soulignant l'importance des mécanismes hors budget dans la gestion des revenus extractifs.

1.2.2.1 *Revenus budgétaires par entité perceptrice*

Les recettes extractives sont majoritairement collectées par la Direction Générale du Trésor, principalement à partir du secteur des hydrocarbures, les contributions des secteurs forestier et minier demeurant limitées.

TABLEAU 6 – REVENUS BUDGETAIRES DU SECTEUR EXTRACTIF 2023

En Mds de FCFA Entité perceptrice	Hydrocarbures	Forestier	Minier	Total
DGT	1 356,18	5,10	0,25	1 361,53
DGID	128,43	2,31	1,74	132,48
DGDDI	0,23	4,77	0,50	5,50
DGAP	0,72	-	-	0,72
MEDDBC	0,09	0,35	0,13	0,57
Total budgétaire brut	1 485,65	12,53	2,62	1 500,80
(-) Compensation forestière	-	-	-	-
(-) Infrastructures Chine	(264,14)	-	-	(264,14)
(-) Préfinancements traders	(311,31)	-	-	(311,31)
Total budgétaire net encaissé	910,20	12,53	2,62	925,35

1.2.2.2 *Revenus budgétaires par flux*

La structure des recettes budgétaires extractives en 2023 est dominée par les recettes non fiscales, qui représentent 85,1 % du total, principalement issues de la **commercialisation des parts de l'État** dans le secteur des hydrocarbures. Les recettes fiscales comptent pour 14,9 %, avec des contributions limitées des secteurs forestier et minier.

TABLEAU 7 – REVENUS BUDGETAIRES PAR FLUX (2023)

Catégorie / Flux *(En Mds de FCFA)*	Hydrocarbures	Forestier	Minier	Total	%
A. Recettes non fiscales					
Commercialisation des parts de l'État	670,68	-	-	670,68	72,48%
– *SNPC Mandat*	637,55	-	-	637,55	68,90%
– *SNPC via CORAF*	31,54	-	-	31,54	3,41%
– *TotalEnergies EP Congo*	0,36	-	-	0,36	0,04%
– *ENI (Gaz) CEC*	-	-	-	-	0,00%
– *Ministère des Hydrocarbures (gaz) AKSA*	1,23	-	-	1,23	0,13%
Provision PID	50,93	-	-	50,93	5,50%
Dividendes versés à l'État	26,64	-	-	26,64	2,88%
Paiement contractuel Lianzi	15,44	-	-	15,44	1,67%
Bonus de production	8,31	-	-	8,31	0,90%
Autres flux non fiscaux	9,53	5,45	0,38	15,36	1,66%
Sous-total non fiscal	781,53	5,45	0,38	787,36	85,09%
B. Recettes fiscales					
Impôts retenus à la source des sous-traitants	47,88	0,01	-	47,89	5,18%
Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	30,49	1,09	0,31	31,89	3,45%
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	20,51	0,10	0,01	20,62	2,23%

Catégorie / Flux *(En Mds de FCFA)*	Hydrocarbures	Forestier	Minier	Total	%
Impôts sur les sociétés	18,95	0,10	1,35	20,40	2,20%
Autres flux fiscaux	10,84	5,78	0,57	17,19	1,86%
Sous-total fiscal	128,67	7,08	2,24	137,99	14,91%
TOTAL NET ENCAISSÉ	910,20	12,53	2,62	925,35	100,00%

1.2.3 Revenus en nature

1.2.3.1 *Revenus en nature – Parts* ***de l'État***

En 2023, sur une production totale de 95,65 millions de barils de pétrole, la **part brute de l'État** s'est établie à 29,14 millions de barils, soit environ 30 % de la production nationale. Après application des prélèvements contractuels, notamment au titre du remboursement de certains coûts d'exploitation, la **part nette de l'État** s'est élevée à 27,33 millions de barils.

Pour le gaz, sur une production totale de 933 807 kSm³, la **part brute de l'État** a atteint 55 319 kSm³.

TABLEAU 8 : REVENUS EN NATURE – PART DE L'ÉTAT (2023)

Revenus en nature – Pétrole	k bbl	M USD	Mds FCFA
Redevance minière proportionnelle (RMP)	13 967,82	1 121,69	679,68
Super Profit Oil	5 396,03	430,68	260,97
Excess Oil	1 137,23	90,41	54,79
Profit Oil	8 282,91	663,38	401,97
Participation 15 % Yanga / Sendji	353,54	28,64	17,36
Total Part de l'État (Pétrole) – Brut	29 137,53	2 334,80	1 414,77
(–) Prélèvements sur parts de l'État (*)	(1 812,01)	(148,92)	(90,24)
Total Part de l'État (Pétrole) – Net	27 325,52	2 185,88	1 324,53
Revenus en nature – Gaz	KSm³	M USD	Mds FCFA
Redevance minière proportionnelle (RMP)	19 504,00	2,64	1,6
Profit Gas	35 815,00	4,84	2,93
Total Part de l'État (Gaz)	55 319,00	7,48	4,53

(*) Détail des prélèvements contractuels (2023)

Prélèvements	k bbl	M USD	Mds FCFA
Remboursement coûts d'exploitation – Yanga/Sendji (QP ENI)	(106,12)	(8,40)	(5,09)
Remboursement coûts d'exploitation – Yanga/Sendji (QP TotalEnergies)	(167,50)	(12,52)	(7,59)
Remboursement coûts de fonctionnement – personnels mis à disposition MH (QP ENI & Total)	-	(0,87)	(0,53)
Remboursement coûts exploitation CEC (financés par ENI)	(1 538,39)	(124,17)	(75,23)
Taxes maritimes (TotalEnergies)	-	(2,96)	(1,80)
Total des prélèvements	(1 812,01)	(148,92)	(90,24)

Le détail complet figure en section 4.2.1.1.1.

1.2.3.2 *Commercialisation – Parts Etat*

En 2023, la **commercialisation des parts de l'État** issues du pétrole et du gaz a généré une valeur brute de 1 323,04 milliards FCFA, assurée à plus de 99 % par la SNPC. Les opérations confiées à TotalEnergies EP Congo et ENI Congo demeurent marginales.

Les **prélèvements liés aux préfinancements et aux remboursements des projets d'infrastructures** ont eu un impact significatif sur les flux, ramenant la valeur nette commercialisable à 747,59 milliards FCFA, dont 670,68 milliards FCFA ont effectivement été reversés au Trésor public en 2023.

- **Commercialisation des parts de l'État (2023)**

TABLEAU 9 – COMMERCIALISATION GLOBALE (SNPC, TOTALENERGIES, ENI)

Mandataire	Volume brut	Valeur brute (Mds FCFA)	Prélèvements (Mds FCFA)	Valeur nette (Mds FCFA)	Reversé à la DGT (Mds FCFA)	Taux de Recouvrement
SNPC – Mandat	28 342,62 kbbl	1 309,64	(575,45)	734,19	669,09	51,09 %
TotalEnergies EP Congo	150,50 kbbl	7,19	–	7,19	0,36	5,01 %
ENI Congo (gaz) CEC	52,60 KSm³	4,27	–	4,27	0,00	0,00 %
Ministère des Hydrocarbures (gaz) AKSA	40,11 KSm³	1,94	-	1,94	1,23	63,40%
TOTAL	–	1 323,04	(575,45)	747,59	670,68	50,69 %

- Commercialisation SNPC – Mandat (part État) : La SNPC concentre l'essentiel des flux, notamment en raison des volumes dirigés vers les remboursements des projets Chine et des préfinancements traders.

TABLEAU 10: COMMERCIALISATION SNPC MANDAT (PART ETAT) – SYNTHESE 2023

Éléments	Kbbl	M USD	Mds FCFA
A. Commercialisation brute			
Export – Projets Chine	5 423,71	435,92	264,14
Export – Préfinancements traders	6 430,99	513,76	311,31
Export – À recouvrer pour l'État	11 024,92	836,58	506,92
Ventes– CORAF	5 463,00	375,77	227,27
TOTAL COMMERCIALISÉ BRUT	28 342,62	2 162,03	1 309,64
B. Prélèvements appliqués			
Remboursement projets Chine	(5 423,71)	(435,92)	(264,14)
Remboursement préfinancements traders	(6 430,99)	(513,76)	(311,31)
TOTAL PRÉLÈVEMENTS	(11 854,70)	(949,68)	(575,45)
C. Commercialisation nette			
TOTAL NET COMMERCIALISABLE	16 487,92	1 212,35	734,19
D. Montants reversés à la DGT			
Reversé – Export	–	497,23	301,29
Reversé – CORAF	–	606,98	367,80
TOTAL REVERSÉ À LA DGT	–	1 104,21	669,09

Le détail complet figure en section 4.2.1.1.2 et annexe 12.

1.2.3.3 *Revenus en nature – Parts SNPC*

La SNPC perçoit une part en nature correspondant à ses droits sur le Cost Oil et Profit Oil. En 2023, ces volumes se présentent comme suit :

TABLEAU 11 : REVENUS EN NATURE – SNPC (2023)

Revenus en nature – SNPC	k bbl	MSm³	M USD	Mds FCFA
Profit/Cost Oil – Pétrole	3 243,41	–	257,18	155,84
Profit/Cost Gas – Gaz	–	17 841	2,41	1,46
Total part SNPC	3 243,41	17 841	259,59	157,30

Le détail complet figure en section 4.2.1.2.1.

1.2.3.4 *Commercialisation – Parts SNPC*

Les revenus issus de la commercialisation des parts propres de la SNPC (pétrole et gaz), distincts du mandat de commercialisation des parts de l'État, s'élèvent à 177,85 milliards FCFA en 2023.

Le tableau ci-après en présente la ventilation par produit.

TABLEAU 12 – COMMERCIALISATION DES PARTS PROPRES DE LA SNPC (2023)

Flux SNPC – Activités propres	kbbl	MSm³	M USD	Mds FCFA
Pétrole commercialisé	3 701,29	–	291,10	176,39
Gaz commercialisé	–	17 845	2,41	1,46
Total commercialisation SNPC	3 701,29	17 845	293,51	177,85

Le détail est présenté dans la sous-section 4.2.1.2.2 du présent rapport.

1.2.4 Production globale

1.2.4.1 Secteur des hydrocarbures

Selon les statistiques 2023 de la DGAP, la production des hydrocarbures se résume comme suit :

TABLEAU 13 : PRODUCTION DES HYDROCARBURES 2023

	Production en volume (bbl)		Valeur en M Usd		Valeur en Mds FCFA	
Qualité	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
Djéno Mélange	77 553 223	-	6 154,04	-	3 729,00	-
Nkossa Blend	13 332 421	-	1 077,94	-	653,17	-
Yombo	4 138 532	-	336,58	-	203,95	-
Nemba	332 117	-	26,53	-	16,07	-
Butane	-	116 149	-	7,30	-	4,42
Propane	-	180 262	-	6,72	-	4,07
Total par substance	95 356 293	296 411	7 595,80	14,02	4 602,19	8,50
Total Général	95 652 704		7 609,10		4 610,69	

Qualité	Production en volume (kSm3)	Valeur en millions Usd	Valeur en milliards FCFA
Gaz Naturel	933 807	130,49	79,07

Le détail est présenté dans la sous-section 3.2.1 du présent rapport.

1.2.4.2 Secteur minier

Selon les statistiques 2023 de la DGM, la production minière se résume comme suit :

TABLEAU 14 : PRODUCTION MINIERE 2023

Société	Unité	Quantité	Valeur (en M USD)	Valeur (en Mds FCFA)
Cuivre	*Tonnes*	9 606	77,52	47,26
Zinc	*Tonnes*	14 796	36,62	22,66
Diamant	*Carat*	19	0,01	0,005
Quartz	*Tonnes*	24	0,01	0,004
Total général			114,16	69,93

Le détail est présenté dans la sous-section 3.2.2 du présent rapport.

1.2.4.3 Secteur forestier

La production du secteur forestier telle que reportée par la DGEF, se présente comme suit :

TABLEAU 15 : PRODUCTION FORESTIERE 2023

Société	Substance	Unité	Quantité	Valeur (en Mds FCFA)
Congo dejiawood	Fût	Milliers m3	54,98	5,31
E Christelle	Fût	Milliers m3	54,42	5,26
CODEXO	Fût	Milliers m3	26,69	2,79
CFF-BI	Fût	Milliers m3	14,75	1,39
WANG SAM	Fût	Milliers m3	2,97	0,20
SADEF-CG	Fût	Milliers m3	0,80	0,07
Total			154,61	15,03

Pour plus de détails, se référer à la section 3.2.2 du présent rapport.

1.2.5 Exportation globale

1.2.5.1 Secteur des hydrocarbures

Selon les statistiques 2023 de la DGAP, les exportations pétrolières se résument comme suit :

TABLEAU 16 : EXPORTATIONS DES HYDROCARBURES 2023

Qualité	Volume en bbl	Valeur (en M USD)	Valeur (en Mds FCFA)
Djéno Mélange	74 707 993	4 060,91	2 460,68
Nkossa Blend	11 374 934	847,46	513,51
Yombo	4 065 553	168,26	101,95
Propane	255 172	8,58	5,20
Butane	155 515	4,91	2,97
Total	90 559 167	5 090,11	3 084,32

Le détail est présenté dans la sous-section 3.3.1 du présent rapport.

1.2.5.2 Secteur minier

Pour les exportations de 2023, la DGM a communiqué les mêmes statistiques que celles reportées pour la production (se référer à la section constatations et la sous-section 3.3.2 du présent rapport).

1.2.5.3 Secteur forestier

Conformément aux statistiques fournies par le SCPFE, les exportations forestières 2023, se résument comme suit :

TABLEAU 17 : EXPORTATIONS FORESTIERES 2023

Substance	Volume en m3	Valeur en Mds FCFA
Grumes	325 630	34,04
Sciages humides	173 189	34,54
Sciages sèches	3 491	23,77
Placages déroulés	107 834	4,17
Panneaux, lamelles colles	20 158	2,52
Parquets, moulures, éléments de meubles	10 852	1,20
Total	641 154	100,25

Le détail est présenté dans la sous-section 3.3.3 du présent rapport.

1.3 Contribution dans l'économie

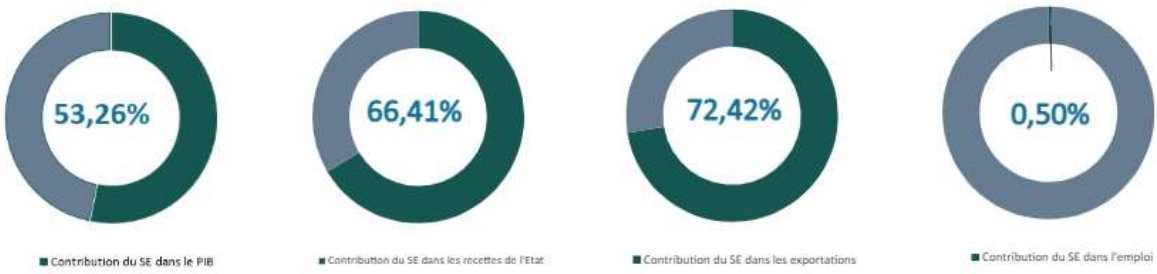
Sur la base des indicateurs macroéconomiques présentés en section 6.3, le secteur extractif demeure un pilier majeur de l'économie congolaise. Sa contribution aux principaux agrégats, PIB, recettes publiques, exportations et emploi, reste déterminante sur la période 2021-2023, malgré des fluctuations liées à la conjoncture internationale et à l'évolution des volumes de production.

En 2023, le secteur extractif représente 53,26 % du PIB, 66,41 % des revenus budgétaires et 72,42 % des exportations, confirmant la **forte dépendance de l'économie nationale** à l'égard des industries extractives. En revanche, sa contribution à l'emploi demeure limitée (0,50 %), soulignant le caractère capitalistique du secteur.

TABLEAU 18 : CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF A L'ECONOMIE EN 2021 - 2023

	2021	2022	2023
PIB	*52,82%*	*59,51%*	*53,26%*
Revenus budgétaires	*66,02%*	*67,53%*	*66,41%*
Exportations	*89,54%*	*98,07%*	*72,42%*
Emploi	*0,31%*	*0,29%*	*0,50%*

FIGURE 1 CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF DANS L'ECONOMIE



1.4 Exhaustivité et fiabilité des données

1.4.1. Exhaustivité des données

L'évaluation de l'exhaustivité a porté sur l'ensemble des entités extractives et publiques incluses dans le périmètre de rapprochement. Les principaux constats sont synthétisés ci-après.

(i) Entreprises extractives

Sur les 33 entreprises retenues, **14 n'ont pas soumis leurs formulaires de déclaration pour l'exercice** 2023. L'impact de ces absences de déclaration est **strictement limité à l'impossibilité de procéder au** rapprochement entreprise–État et concerne des paiements d'un montant de 12,17 milliards FCFA, soit 1,05 % des revenus extractifs totaux de 2023, **sans incidence sur l'exhaustivité des revenus** reportés par **l'État**.

Secteur	Entreprises non déclarantes	Paiements pris en compte (Mds FCFA)	Part des revenus extractifs
Hydrocarbures (3)	Mercuria E&P Congo, WingWah, Orion Oil	6,95	0,60 %
Minier (4)	Lulu de Mine (*), Newco Mining, Luyuan des Mines, Origins Exploitation	0,20	0,02 %
Forestier (7)	ENTREPRISE CHRISTELLE, CIB, SICOFOR, ASIA CONGO INDUSTRIE, CIBN, MOKABI SA, CIB OLAM	5,02	0,43 %
Total		12,17	1,05%

(*) Selon les informations communiquées par FedMines, les permis miniers de Lulu des Mines ont été retirés le 16 août 2024 par deux projets de décrets abrogeant les décrets du 20 juillet 2011 ayant attribué les permis d'exploitation « Mpassa-Moubiri » et « Mindouli ». Ce retrait explique l'absence de déclaration de la société au titre de l'exercice 2023.

La liste complète des sociétés déclarantes est présentée en annexe 10 du présent rapport.

(ii) Régies financières et entités publiques

Sur les 10 entités publiques incluses dans le périmètre de rapprochement, une seule entité, à savoir **l'Organe interétatique de gestion du champ d'unitisation Lianzi**, n'a pas transmis de déclaration pour l'exercice 2023. Les recettes correspondantes ont néanmoins été prises en compte sur la base des données du TOFE 2023, sans incidence sur l'exhaustivité des revenus reportés.

(iii) Autres entités publiques

Deux autres entités publiques, à savoir la Congolaise de Raffinage (CORAF) et la Centrale Électrique du Congo (CEC), n'ont pas transmis de déclaration pour l'exercice 2023. Les données relatives aux **ventes des parts de l'État en pétrole et en gaz** à ces entités ont toutefois été prises en compte sur **la base des déclarations unilatérales de la SNPC et d'ENI Congo**, sans incidence sur l'exhaustivité des revenus reportés.

(iv) Conclusion

La **faible proportion d'entités non déclarantes**, combinée à la reconstitution complète des paiements à partir des données publiques, permet de considérer que le périmètre de déclaration **présente un niveau d'exhaustivité globalement satisfaisant**.

1.4.2. Fiabilité des données

La fiabilité des données a été appréciée au regard de la procédure d'assurance convenue par le CN-ITIE, présentée en la sous-section 4.9.3 du présent rapport.

(i) Entreprises extractives :

Les entreprises incluses dans le périmètre de rapprochement ont été invitées à transmettre des formulaires de déclaration signés par une personne habilitée. Celles dont les paiements excédaient 500 millions FCFA étaient en outre tenues de faire certifier leurs déclarations par un auditeur externe.

Sur les 19 entreprises ayant soumis une déclaration :

- 5 entreprises relevaient uniquement de l'obligation de signature. Parmi elles, **2 n'ont pas** transmis de formulaire signé, pour des paiements totalisant 0,75 milliard FCFA, soit 0,07 % des revenus budgétaires déclarés ;
- 14 entreprises étaient soumises à une obligation de signature et de certification. Parmi elles, 5 ne se sont pas conformées aux exigences, dont 4 sans signature ni certification et 1 avec un formulaire signé mais non certifié. Les paiements concernés s'élèvent à 10,62 milliards FCFA, soit 0,92 % des revenus budgétaires déclarés.

Au regard de la faible proportion des montants concernés, la fiabilité globale des déclarations des entreprises extractives est jugée élevée. Le détail par société est présenté à la section 4.9.3 du présent rapport.

(ii) Régies financières et entités publiques

Toutes les régies financières ont transmis des formulaires signés et certifiés par la CCDB. En conséquence, au regard de la représentativité des entités qui se sont conformées, l'assurance globale sur la fiabilité des régies financières et entités publiques est jugée élevée .

Le détail par entité figure dans la sous-section 4.9.3. La situation de soumission des formulaires est présentée à l'annexe 10.

1.4.3. Résultat des travaux de rapprochement

1.4.3.1. Rapprochement des paiements en numéraire

Les travaux de rapprochement ont couvert 76,77 % des paiements globaux et 96,04 % des revenus budgétaires du secteur extractif en 2023. Les écarts non rapprochés s'élèvent à 15,42 milliards FCFA, soit **1,74 % des revenus déclarés par l'État**, un niveau **inférieur au seuil d'erreur de 2 %** fixé par le CN-ITIE. Le détail est présenté à la sous-section 4.1.3.2.4 et en annexe 11 du présent rapport.

TABLEAU 19 - RECAPITULATIF DES RAPPROCHEMENTS DES FLUX DE PAIEMENT EN NUMERAIRE

En milliards de FCFA	Hydrocarbures	Minier	Forestier	Total
Entreprises extractives	890,50	2,45	11,14	904,09
État	881,30	2,00	5,38	888,67
Écart	9,20	0,46	5,76	15,42
% Écart	1,04%	22,92%	107,18%	1,74%

1.4.3.2. Rapprochement des paiements en nature

➢ **Parts de l'Etat :**

Les écarts non rapprochés entre les déclarations de la DRN et celles des sociétés s'élèvent à 0,63 million de barils pour le pétrole et à –2 714 kSm³ pour le gaz. Ces écarts résultent **exclusivement d'un** chevauchement mensuel entre les périodes de déclaration (décembre 2022 / janvier 2023) et **n'ont aucune incidence sur les volumes réels revenant à l'État**.

Le détail du rapprochement est présenté à la sous-section 4.1.3.1.1 du présent rapport.

Tableau 20 - **États récapitulatifs des rapprochements des flux de paiement en nature (Part de l'Etat)**

Paiements agrégés – Pétrole (En barils)	Déclaration initiale	Ajustements	Déclaration ajustée
Sociétés extractives - DRN			
Sociétés extractives	26 048 486	-	26 048 486
DRN	25 415 142	-	25 415 142
Écarts	633 344	-	633 344

Paiements agrégés – Gaz (En Ksm3)	Déclaration initiale	Ajustements	Déclaration ajustée
Sociétés extractives – DRN			
Sociétés extractives	52 605	-	52 605
DRN	55 319	-	55 319
Écarts	(2 714)	-	(2 714)

➢ Parts de la SNCP :

Sur la base des déclarations reçues, les écarts non rapprochés relatifs aux parts de la SNPC s'élèvent à 0,95 million de barils pour le pétrole et à 4 kSm³ pour le gaz, cet écart étant résiduel et marginal. L'écart observé sur le pétrole s'explique principalement par une différence de base déclarative : la SNPC déclare sa participation nette, après prise en compte de ses engagements contractuels, tandis que certains opérateurs déclarent leur participation brute, ce qui limite le rapprochement strict des volumes.

Le détail des travaux de rapprochement est présenté à la sous-section 4.1.3.1.1 du présent rapport.

Tableau 21 - États récapitulatifs des rapprochements des flux de paiement en nature (Part de la SNPC)

Paiements agrégés – Pétrole (En barils)	Déclaration initiale	Ajustements	Déclaration ajustée
Sociétés extractives – SNPC			
Sociétés extractives	4 015 914	-	4 015 914
SNPC	3 068 054	-	3 068 054
Écarts	947 860	-	947 860
Paiements agrégés – Gaz (En Ksm3)	Déclaration initiale	Ajustements	Déclaration ajustée
Sociétés extractives – SNPC			
Sociétés extractives	17 845	-	17 845
SNPC	17 841	-	17 841
Écarts	4	-	4

1.4.3.3. Rapprochement des flux financiers TOFE et données ITIE 2023

Le tableau ci-après présente le rapprochement entre les recettes pétrolières inscrites au TOFE 2023 et celles déclarées dans le rapport ITIE 2023, en faisant ressortir les écarts par poste afin d'identifier les principales divergences entre les données budgétaires officielles et les résultats de la conciliation.

Le rapprochement se résume comme suit :

Tableau 22 - États récapitulatifs des rapprochements du TOFE avec les données ITIE 2023

A1.2-Recettes pétrolières (En Mds FCFA)	Désignation du poste	TOFE 2023 (a)	Total données ITIE 2023 (b)	Ecart (b)-(a)
Produits de vente de cargaisons	Produits de vente des cargaisons par la société nationale des pétroles du Congo (SNPC)	1 133,57	1 213,00	79,43
Transferts pétroliers	Contrepartie en dépense	127,51	134,22	6,72
Produits de commercialisation	Produits de commercialisation par les autres sociétés	43,18	33,13	(10,05)
Bonus pétrolier	Bonus pétrolier	9,03	8,31	(0,72)
	Total	1 313,28	1 388,66	75,38

Transferts Pétroliers (En Mds FCFA)	Désignation du poste	TOFE 2023	Total données ITIE 2023	Ecart
Taxe maritime	Prélèvement Taxes maritime par Total Énergies	1,57	1,80	0,23
Yanga-Sendji	Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - Qp ENI Congo & TotalEnergies)	12,63	12,68	0,04
Fonctionnement CEC	Prélèvement au titre du remboursement du coût d'exploitation de la CEC financés par ENI Congo	75,26	82,21	6,95
Transfert CORAF	Subvention CORAF	37,57	37,02	(0,55)
Autres transferts	Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp ENI Congo & Total Énergies	0,48	0,53	0,05
	Total	127,50	134,22	6,72

Le détail est présenté dans la sous-section 5.1.5 du présent rapport.

1.4.4. Conclusion

Sous réserve de l'impact des constats relevés dans les sections précédentes, les travaux réalisés sur la base des procédures convenues permettent de conclure que les informations présentées dans le présent rapport offrent une représentation globalement fiable et exhaustive des paiements déclarés pour l'exercice 2023.

1.5 Constatations

Sans remettre en cause la fiabilité ni l'exhaustivité des données déclarées relatives aux paiements et aux revenus extractifs, certaines limites ont été observées en matière de disponibilité et de complétude des données contextuelles requises par la Norme ITIE 2023, mobilisées pour l'élaboration du présent rapport.

N°	Constatations	Réf. Rapport
1	Vérification de conformité des permis hydrocarbures – accès incomplet aux dossiers Dans le cadre de la revue de conformité des permis d'hydrocarbures octroyés en 2023, l'accès aux dossiers physiques auprès de la DGAP n'a pas pu être assuré en raison de contraintes de disponibilité. Les travaux se sont dès lors appuyés principalement sur les informations publiées au Journal Officiel, qui confirment les décisions d'octroi sans permettre une vérification documentaire complète. *En l'absence d'un accès complet aux dossiers d'octroi, il n'a pas été possible de vérifier de manière exhaustive la conformité des permis examinés au regard à l'Exigence 2.2 relative à l'octroi et les transferts des licences.*	*Section 2.2.1.4*
2	Divergences et informations manquantes dans répertoire des permis pétroliers L'examen du répertoire des permis pétroliers a mis en évidence plusieurs informations incomplètes ou divergentes concernant les permis d'exploration et d'exploitation. Pour les **permis d'exploration**, certains permis majeurs (notamment *Marine III, XIII, VI Bis et Kayo*) présentent des dates de validité échues, sans documentation disponible attestant d'une extension ou prorogation officielle. Par ailleurs, des permis placés sous le statut de « force majeure » (dont *Marine XXVII* et *VI Bis*) ne disposent pas de clarifications opérationnelles formalisées. S'agissant des **permis d'exploitation**, plusieurs titres (dont *Tilapia II* et *Zatchi III*) apparaissent comme expirés ou en phase de négociation, sans indication actualisée de leur période de validité dans le répertoire. En outre, des divergences significatives ont été relevées entre les bases de données de la DGAP et de l'OGAS, tant pour les permis d'exploitation (42 recensés par la DGAP contre 33 par l'OGAS) que pour les permis d'exploration (18 contre 2). Ces écarts limitent la fiabilité du suivi administratif des titres pétroliers. *Ces constats traduisent un écart par rapport aux exigences de la Norme ITIE 2023 relatives à la divulgation exhaustive, cohérente et à jour des informations sur l'octroi, le statut et la gestion des licences (Exigences 2.2 et 2.3), sans préjuger de la validité juridique des titres concernés.*	*Section 2.3.1*
3	Incohérences entre les informations relatives aux participations (SNPC et DGAP) sur le permis Tilapia La comparaison entre les données de la SNPC et le répertoire pétrolier de la DGAP a révélé des incohérences sur le permis Tilapia. Ces écarts concernent aussi bien le niveau de participation de la SNPC que l'identité de l'opérateur. Selon la SNPC, ces différences s'expliquent par une mise à jour incomplète de ses états, qui ne reflétaient pas encore la situation contractuelle en vigueur pour 2023.	*Section 2.6.1*

N°	Constatations	Réf. Rapport
	Ces incohérences limitent la fiabilité et la cohérence des informations relatives aux participations de l'État et des entreprises, telles que requises par l'Exigence 2.6 de la Norme ITIE 2023.	
4	**Effectivité et suivi des participations de l'État dans le secteur minier** L'analyse des informations disponibles met en évidence des **limites dans l'effectivité, le suivi et la consolidation des participations de l'État dans le secteur minier**. Ces limites se traduisent notamment par : • des **variations significatives des participations de l'État** qui ne sont pas systématiquement appuyées par des actes juridiques accessibles (conventions, avenants, décrets) ; • l'existence de participations qualifiées de théoriques ou non effectives, liées à des sociétés n'ayant pas atteint la phase de production ou à des permis retirés ou réattribués ; • des **permis d'exploitation valides** pour lesquels aucune participation de **l'État n'est reportée**, en dépit du caractère obligatoire de celle-ci prévu par le Code minier ; • des participations déclarées par la DGPP dans des sociétés non répertoriées au cadastre minier ou ayant cessé leurs activités ; • une absence de centralisation, de mise à jour régulière et de cohérence interinstitutionnelle des données relatives au portefeuille public minier. *Ces constats traduisent une maîtrise partielle des informations relatives à l'effectivité et au suivi des participations publiques, constituant un écart par rapport l'Exigence 2.6 en matière de divulgation exhaustive, fiable et à jour des participations de l'État.*	*Section 2.6.2*
5	Incohérences dans les données relatives aux exportations de pétrole Le rapprochement entre les données de la DGAP et les déclarations des sociétés pétrolières a mis en évidence des écarts significatifs et des limites dans le dispositif de suivi, qui n'ont pas permis d'aboutir à une réconciliation complète des volumes exportés. Ces constats portent notamment sur : • la pratique du co-chargement (co-lifting), telle que reflétée dans les données de la DGAP, qui ne permet pas d'identifier de manière distincte la part de chaque opérateur dans une cargaison, limitant ainsi la vérification individuelle des volumes déclarés ; • un écart important sur le brut Djéno Mélange, de l'ordre de 7,45 millions de barils entre les données agrégées de la DGAP et les déclarations des sociétés, dont l'origine n'a pas pu être déterminée à ce stade ; • des écarts ponctuels par qualité de brut ou de produit, notamment pour Nemba, Nkossa Blend et le butane, entre les registres administratifs et les déclarations des entreprises ; • l'absence de valorisation financière pour certaines cargaisons enregistrées au nom de la République du Congo et de la SNPC, bien que des volumes significatifs aient été reportés.	*Section 3.3.1* *Section 4.1.3.4*

N°	Constatations	Réf. Rapport
	Ces éléments mettent en évidence des limites dans la traçabilité, la ventilation et la valorisation des exportations pétrolières, qui affectent la capacité à assurer une réconciliation complète et documentée des volumes, conformément à l'Exigence 3.3.	
6	Incohérences dans le répertoire des permis forestiers L'examen du **répertoire des permis forestiers pour l'année 2023** met en évidence plusieurs incohérences dans le statut des titres. Ainsi, 24 permis échus (15 CAT et 9 CTI) y figurent encore comme valides, tandis que 4 permis suspendus (1 CAT et 3 CTI) apparaissent toujours dans la liste des permis actifs. En outre, deux CAT sont classés sous le statut « veille » sans indication complémentaire. *Ces constats mettent en évidence des limites dans la mise à jour et la fiabilité du répertoire des permis forestiers au regard des exigences de transparence prévues par l'Exigence 2.3 de la Norme ITIE.*	*Section 2.3.3.1* *Annexe 19*
7	Incohérences dans les statistiques douanières relatives aux exportations L'analyse des **statistiques d'exportation établies par l'administration des douanes** met en évidence des insuffisances de couverture et de cohérence, qui n'ont pas permis une réconciliation avec les déclarations des sociétés pétrolières. Ces constats portent notamment sur : • l'absence de plusieurs opérateurs majeurs (notamment TotalEnergies, la SNPC et Perenco) dans les statistiques douanières relatives aux exportations d'hydrocarbures ; • pour ENI, l'enregistrement d'une **seule opération d'exportation portant sur un** volume marginal, non représentatif des volumes effectivement déclarés par la société ; • pour Chevron, un écart significatif de volumes entre les données douanières (exportations partielles de Djéno) et les volumes déclarés par la société, incluant Djéno et Nemba ; *Ces écarts traduisent des limites dans les statistiques douanières sur les exportations, au regard des exigences de la Norme ITIE 2023 relatives à la divulgation des données d'exportation par expédition (Exigence 3.3).*	*Section 3.3*

<table>
<tr><th>N°</th><th>Constatations</th><th>Réf. Rapport</th></tr>
<tr><td>8</td><td><u>Divergences de données sur les prélèvements entre la SNPC et la DRN</u>
La comparaison des données 2023 relatives à la commercialisation des parts d'huile de l'État déclarées par la SNPC et la DRN met en évidence des écarts significatifs de volumes et de montants, tant pour les livraisons liées aux projets d'infrastructures que pour celles issues des mécanismes de préfinancement :
<table><tr><th>Commercialisation parts de l'Etat - SNPC (Huile)</th><th>Unité</th><th>Reversés par SNPC</th><th>DRN</th><th>Écart</th></tr><tr><td rowspan="2">Parts d'huile commercialisées en contrepartie de projets d'infrastructures de la Chine)</td><td>bbl</td><td>5 423 705</td><td>3 622 594</td><td>1 801 111</td></tr><tr><td>Usd</td><td>435 916 124</td><td>281 556 606</td><td>154 359 518</td></tr><tr><td rowspan="2">Parts d'huile commercialisées en contrepartie de préfinancements traders</td><td>bbl</td><td>6 430 991</td><td>9 734 558</td><td>(3 303 567)</td></tr><tr><td>Usd</td><td>513 761 353</td><td>759 889 399</td><td>(246 128 046)</td></tr></table>
Ces divergences indiquent une cohérence partielle des informations sur la commercialisation des parts de l'État et soulignent la nécessité de renforcer le rapprochement des données afin d'assurer une divulgation fiable et exhaustive, conformément l'Exigence 4.1.</td><td><u>Section 4.1.3.1</u></td></tr>
<tr><td>9</td><td><u>Incohérence dans les statistiques de production forestière de la DGEF</u>
Le rapprochement des données de production forestière 2023 entre la DGEF et les déclarations des sociétés et la BEAC met en évidence des incohérences. La DGEF ne reporte aucune production de produits transformés (sciages, placages, etc.) pourtant déclarés par les opérateurs, et attribue l'ensemble de la production à la seule catégorie « fûts », alors qu'aucune société n'en a déclaré.
L'absence de désagrégation limite la fiabilité et la cohérence des statistiques publiées et ne permet pas une divulgation conforme et exhaustive des données de production, telle que requise par l'Exigence 3.2.</td><td><u>Section 4.1.3.3</u></td></tr>
<tr><td>10</td><td><u>Incohérence et manque de clarté sur les compensations forestières</u>
Bien que la DGEF indique qu'aucune opération de compensation n'a été validée en 2023, le rapprochement des données et des informations disponibles fait apparaître plusieurs éléments de divergence et d'insuffisance de documentation :
• Accords de compensation non documentés : certaines sociétés, notamment SIPAM et SEFYD, figurent dans les tableaux des sommes retenues transmis par la DGEF, sans que les protocoles d'accord correspondants n'aient pu être fournis. Par ailleurs, un solde antérieur de 2,8 milliards FCFA est mentionné pour AMPTHILL, bien que l'accord de référence n'ait pas pu être identifié.
• Incohérence des soldes reportés : des montants restant à compenser à la fin de l'exercice 2022 ne correspondent pas aux soldes d'ouverture figurant dans les tableaux des sommes retenues pour 2023 communiqués par la DGEF.
• Divergences de déclarations – cas TAMAN : la DGEF indique qu'aucune compensation n'a été validée en 2023, tandis que TAMAN Industries déclare avoir</td><td><u>Section 4.3.2.4</u></td></tr>
</table>

N°	Constatations	Réf. Rapport
	acquitté un montant de 3,8 milliards FCFA de taxes exclusivement par des opérations de compensation liées à des travaux routiers, sans décaissement financier. • Écarts entre déclarations des entreprises et enregistrements administratifs : les montants déclarés en 2023 par certaines entreprises (notamment AMPTHILL, SEFYD et TAMAN) ne concordent pas avec les sommes retenues enregistrées par la DGEF. *Cette situation limite la traçabilité et la fiabilité des informations sur les compensations forestières et ne permet pas une divulgation complète des accords de troc ni des paiements et recettes associés, comme requis par les Exigences 4.3 et 4.1 de la Norme ITIE.*	
11	Divergence des montants de remboursement des dettes Le rapprochement entre les déclarations de la CCA et de la SNPC-mandat fait apparaître des écarts significatifs sur les montants de revenus de commercialisation affectés au remboursement des dettes. • Préfinancements traders : avec un écart de –133,53 millions USD entre les données déclarées par la SNPC et la CCA ; • Dette chinoise : avec un écart de 125,85 milliards FCFA entre les deux sources. *Ces divergences limitent la cohérence et la traçabilité des informations relatives aux revenus de commercialisation utilisés pour le remboursement des dettes, au regard des exigences 4.2 et 4.3 de la Norme ITIE.*	*Section 4.3.2.1* *Section 4.3.2.2*

1.6 Recommandations

Sans remettre en cause les données et conclusions du présent rapport, Les recommandations ci-après visent à renforcer la gouvernance, en s'alignant sur les meilleures pratiques, afin d'améliorer la qualité, la cohérence et la transparence des informations utilisées dans le processus de déclaration ITIE :

N°	Recommandations	Actions proposées	Niveau de priorité	Structure concernée
1	*Suivi et mise en œuvre des recommandations des rapports ITIE antérieures*	Suivi des recommandations ITIE Constat : Plusieurs insuffisances déjà relevées dans les rapports 2021–2022 persistent, faute d'un mécanisme structuré de suivi. Recommandation : Mettre en place un Plan d'Action Correctif public avec responsabilités, échéances, indicateurs, et instaurer un suivi trimestriel.	1	CN-ITIE
2	*Gestion des risques de corruption*	Constat : Les secteurs extractifs ne disposent pas d'une cartographie intégrée des risques, malgré des vulnérabilités avérées (droits, commercialisation, SOE, traçabilité). Recommandation : Élaborer une cartographie des risques de corruption dans la chaine de valeur du secteur extractif, définir des mesures de mitigation et les intégrer au Plan de Travail ITIE.	2	CN-ITIE
3	*Revenus de gestion du champ TILAPIA*	Constat : La rémunération (3 USD/baril) perçue par la SONAREP n'est ni désagrégée ni vérifiable, faute de ventilation des ventes locales par champ. Recommandation : Intégrer ce flux au périmètre ITIE, exiger les montants et volumes, et demander à la SNPC une ventilation par champ.	1	CN-ITIE SONAREP SNPC
4	*Revenus de services rendus par la SONAREP*	Constat : Des revenus significatifs (personnel, tarification au baril, équipements) ne sont pas déclarés. Recommandation : Inclure obligatoirement ces flux et exiger une désagrégation par type de service.	1	CN-ITIE SONAREP
5	*Désagrégation des Impôts sur les Salaires*	Constat : La DGID déclare la taxe sur les salaires de manière agrégée, sans détail IRPP / TF / TA / FNH / TUS. Recommandation : Publier la désagrégation par composante fiscale, par entreprise.	2	DGID
6	*Limites de la ventilation comptable des flux pétroliers au Trésor*	Constat : Les limites actuelles du système d'information du Trésor ne permettent pas une ventilation immédiate et systématique des paiements pétroliers groupés ou spécifiques, conduisant à des imputations provisoires, notamment sur la ligne PID. Recommandation : Renforcer le lettrage des recettes pétrolières par l'adaptation du système d'information,	1	DGT Entreprises extractives

N°	Recommandations	Actions proposées	Niveau de priorité	Structure concernée
		la standardisation des libellés de virement et des rapprochements périodiques avec les entreprises.		
7	*Décalages* ***d'enregistrement*** *des recettes pétrolières*	Constat : L'absence d'interconnexion entre les systèmes du Trésor et des Impôts entraîne des décalages entre l'encaissement des paiements pétroliers et leur enregistrement fiscal, certains flux de fin d'exercice étant imputés sur l'exercice suivant. Recommandation : Renforcer la synchronisation entre le Trésor et l'administration fiscale par l'automatisation des échanges d'informations ou, à défaut, par des procédures formalisées de transmission et de clôture de fin d'exercice.	2	DGT DGID
8	*Accords* ***d'infrastructures*** *forestiers et mobilisation des recettes*	Constat : Des insuffisances de documentation et de suivi des accords d'infrastructures et des compensations forestières limitent la traçabilité des flux, dans un contexte de faible mobilisation des recettes forestières (12,53 milliards FCFA en 2023 pour un secteur représentant 5,6 % du PIB). Recommandation : Réaliser un audit ciblé et indépendant des accords d'infrastructures, des compensations et des recettes forestières afin de sécuriser la traçabilité des engagements, des flux et des soldes associés.	1	DGEF, DGID , CN-ITIE
9	***Réattribution d'un*** *actif minier découvert – enjeux de valorisation* ***pour l'État***	Constat : La réattribution de gré à gré du permis de Mayoko-Moussondji en 2023, portant sur un gisement découvert, s'est faite sans mécanisme explicite de mise en concurrence ni de valorisation financière au profit de l'État, alors que le Code minier prévoit une indemnisation en cas d'attribution à une tierce personne. Recommandation : Documenter et publier les conditions économiques des réattributions de titres miniers portant sur des gisements découverts et engager une réflexion sur l'introduction de mécanismes permettant à l'État de mieux capter la valeur économique des actifs miniers réattribués.	1	CN-ITIE Ministère en charge des Mines
10	*Contrôle des coûts pétroliers et coordination fiscale*	Constat : Le contrôle des coûts pétroliers est assuré par la DGEATP sur le plan contractuel, tandis que la DGID n'intervient pas de manière systématique sur les aspects fiscaux, notamment les prix de transfert. L'absence de mécanisme formalisé d'échange d'informations entre les deux administrations limite la	1	DGID, DGEATP

N°	Recommandations	Actions proposées	Niveau de priorité	Structure concernée
		prise en compte des incidences fiscales des audits de coûts. Recommandation : Renforcer la coordination entre la DGEATP et la DGID par la formalisation d'échanges d'informations, l'association de la DGID aux audits de coûts à enjeu fiscal et le développement de capacités conjointes en matière d'analyse des coûts et des prix de transfert.		
11	*Traçabilité des **données d'or et de** diamant*	Constat : En 2023, aucune exportation d'or n'a été déclarée par l'administration minière, tandis que UN- Comtrade rapporte 457,4 kg exportés (622 millions USD), principalement vers les Émirats arabes unis, flux qualifiés de réexportations ou de transit. Pour le diamant, la production et les exportations déclarées s'élèvent à 18,5 carats (8 100 USD), alors que COMTRADE indique des flux sortants d'environ 381 000 carats (plus de 9 millions USD), jugés incompatibles avec les capacités nationales. Recommandation : Renforcer la traçabilité des flux artisanaux, en priorité pour le diamant, par la centralisation des données, le contrôle des comptoirs d'achat et la distinction claire entre production nationale, importations, réexportations et transit dans le reporting ITIE.	1	Ministère en charge des Mines , Processus Kimberley, DGDDI

Le détail de ces recommandations ainsi que le suivi des recommandations des rapports ITIE précédents sont présentés dans la Section 8 du présent rapport.

2. Cadre légal et institutionnel, octroi des licences et des contrats

2.1. Cadre juridique et fiscalité

2.1.1. Secteur des hydrocarbures

2.1.1.1. Contexte

(i) Pétrole

Le secteur pétrolier congolais reste le pilier de l'économie nationale et demeure concentré dans le bassin côtier (offshore profond, offshore conventionnel et onshore). En 2023, la production s'est établie à environ 262 047 barils/jour (bbl/j), confirmant la stabilité relative de l'activité extractive[3].

La production est dominée par un nombre limité d'acteurs majeurs :

- TotalEnergies EP Congo, opérateur principal en offshore profond (notamment Moho Nord).
- Perenco Congo, en progression continue, dépassant les 80 000 bbl/j en 2023.
- ENI Congo S.A.U, actif principalement sur les permis offshore et onshore.

Leur part combinée représente une proportion majoritaire de la production nationale depuis plusieurs années (≈ 79 % en 2022), tendance qui s'est maintenue en 2023.

➢ Champs et infrastructures stratégiques

Le champ Moho Nord, opéré par TotalEnergies EP Congo, demeure l'actif phare du pays. Avec une capacité d'environ 100 000 bbl/j, il contribue à près de 60 % de la production nationale. Le brut produit (Djeno mélange) transite principalement via les infrastructures de Pointe-Noire.

Le terminal pétrolier de Djéno, situé au sud de Pointe-Noire, constitue l'infrastructure logistique centrale du secteur. Il assure l'évacuation d'environ 95 % du pétrole brut destiné à l'exportation. Son régime juridique et opérationnel a connu une évolution importante au cours des dernières années.

1 **Transition du régime d'exploitation du terminal de Djéno**

- Fin de la concession historique : Le contrat de concession détenu par TotalEnergies et ENI a expiré en novembre 2020.
- Intégration au domaine public : Le Décret n° 2022-1945 du 30 décembre 2022 a officiellement rattaché le terminal au domaine public de l'État.
- Régime transitoire en 2023 : Malgré ce changement, l'exploitation opérationnelle a continué sous les modalités de l'ancien régime durant la majeure partie de l'année 2023, en attendant la finalisation d'un nouveau cadre contractuel.

[3] *Energy Institute - Statistical Review 2024 (Page 17, tableau Oil Production), https://www.makanisi.org/congo-hydrocarbures-relancer-lexploration/ DGAP : statistiques de production 2023.*

➢ **Mise en place du régime "Djéno 2"**

La transition vers un nouveau régime d'exploitation a été formalisée entre fin 2023 et 2024.

- **Accord d'exploitation :** Un nouvel accord a été conclu entre la République du Congo, la SNPC, TotalEnergies EP Congo, ENI Congo S.A.U et Perenco Congo S.A.
- Approbation législative : L'accord a été approuvé par la Loi n° 18-2024 du 16 août 2024, établissant un partenariat élargi remplaçant l'ancien modèle de concession.

➢ Bassins pétroliers

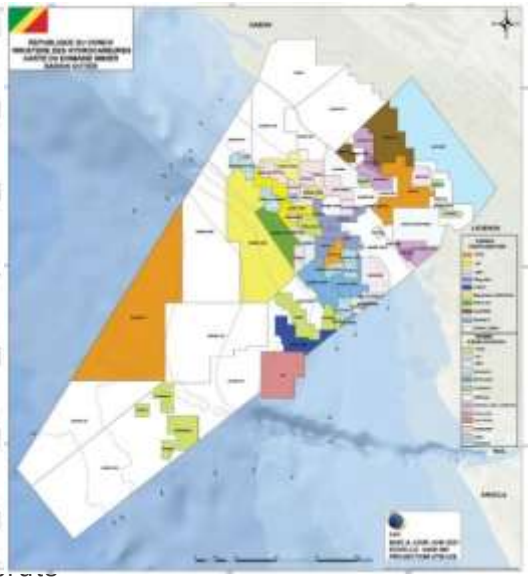
Le Congo compte deux bassins sédimentaires :

1. Le bassin côtier (sud du pays) – principal bassin en offshore et onshore.
2. Le bassin de la Cuvette (nord du pays) – zone onshore encore en phase exploratoire, avec des activités de reconnaissance menées ces dernières années.

Figure 2 : Bassin de la Cuvette



Figure 3 : Bassin Côtier



➢ Réserves, production et caractéristiques des bruts

Selon les dernières données communiquées par la Direction Générale **de l'Amont Pétrolier** (DGAP), les réserves d'hydrocarbures au 31 décembre 2023 se présentent comme suit :

- Réserves prouvées : 1 137 634 milliers de barils
- Réserves probables / estimées : 2 157 132 milliers de barils

Ces volumes confirment le potentiel soutenu du bassin côtier, d'où provient environ 80 % de la production nationale, principalement des eaux au large de Pointe-Noire.

➢ Qualités de brut produites

La production totale est structurée autour de trois principaux mélanges exportés :

1. Djeno Mélange : Produit sur plusieurs champs offshore, exporté via le terminal onshore de Djéno et représente historiquement la qualité dominante dans les exportations

2. Nkossa Mélange : Produit en onshore et offshore et exporté depuis le terminal onshore de Djéno
3. Yombo Mélange : Produit principalement sur le champ Yombo (offshore) et exporté via le terminal offshore de Yombo

➢ Positionnement international

La République du Congo est devenue le 15e **membre de l'OPEP** le 22 juin 2018, rejoignant ainsi les six autres pays africains déjà membres. Cette adhésion s'inscrit dans le cadre de la stratégie nationale de gestion et de valorisation des ressources pétrolières.

➢ Évolution de la production (2018-2023)

Les données de production communiquées par la DGAP montrent une tendance baissière sur les six derniers exercices, reflétant la maturité des champs et les contraintes techniques rencontrées dans les blocs offshore :

Année	Production annuelle en milliers bbl	Évolution
2018	120,59	
2019	122,61	+ 1,68%
2020	112,03	- 8,63%
2021	99,89	- 10,84%
2022	96,09	-3,80%
2023	95,65	-0,47%

(ii) Gaz

➢ Réserves et potentiel

Les réserves prouvées de gaz naturel sont estimées à environ 100 milliards de mètres cubes, positionnant la République du Congo au 5e rang en Afrique subsaharienne. Ce potentiel confirme le rôle croissant du gaz dans la stratégie nationale de transition énergétique et de valorisation locale.

➢ Production et infrastructures

La production gazière est principalement assurée par ENI Congo, via les champs Mboundi et Néné Banga situés dans le permis Marine XII. Le gaz produit alimente :

- la Centrale Électrique du Congo (CEC),
- la Centrale électrique à gaz de Djéno, dont la capacité a été augmentée de 10 % après les travaux de réhabilitation réalisés en novembre 2022.

Les orientations nationales en matière de développement gazier s'appuient sur le Plan directeur gazier de la SNPC, qui vise la valorisation commerciale, l'exportation ainsi que la réduction du torchage.

➢ Évolution de la production (2018–2023)

Les données communiquées par la DGAP montrent une dynamique marquée par une forte croissance entre 2019 et 2021, suivie d'une légère contraction sur les deux derniers exercices :

Année	Production annuelle en kSm3	Évolution
2018	595 548	
2019	622 411	4,51%
2020	808 821	29,95%
2021	970 446	19,98%
2022	931 144	-4,05%
2023	933 807	0,29%

➢ Contrat stratégique GNL (2023) et développement du permis Marine XII[4]

En septembre 2023, un contrat de vente de gaz naturel liquéfié (GNL) d'une durée de 20 ans a été conclu entre :

- SNPC (titulaire du permis Marine XII),
- ENI Congo,
- Lukoil,
- ENI SpA.

Le permis Marine XII couvre quatre champs gaziers majeurs :

- Litchendjili
- Néné Banga
- Nkala
- Minsala

Ce contrat s'inscrit dans la politique nationale de valorisation et monétisation du gaz, soutenue par un investissement estimé à 5 milliards USD, destiné à la mise en place de deux unités flottantes de liquéfaction (FLNG) d'une capacité annuelle respective de 600 000 (Tango FLNG) et 2,4 millions de tonnes métriques (Nouvelle unité Marine XII).

➢ **Stratégie GNL d'ENI et partenariat consolidé avec le Congo[5]**

Dans le cadre de sa stratégie mondiale de transition énergétique, ENI a renforcé en 2023 son portefeuille de contrats GNL, notamment via l'accord à long terme conclu avec la coentreprise Marine XII au Congo. Cet accord prévoit la livraison d'environ 4,5 milliards de m³/an, selon le calendrier suivant :

- Phase 1 (2024) : mise en service de Tango FLNG (1 bcm/an)
- Phase 2 (2025) : mise en service de la seconde unité FLNG (3,5 bcm/an)

Ces projets contribuent directement aux objectifs stratégiques d'ENI, notamment :

[4] *Rapport Annuel 2023 SNPC*

[5] *https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2023/04/eni-inaugurates-congo-lng-project-in-the-republic-of-the-congo.html*

- atteindre 60 % de production gazière dans son portefeuille amont d'ici 2030,
- doubler les volumes contractuels GNL à plus de 18 Mt/an d'ici 2026,
- renforcer sa présence sur les marchés asiatiques et pacifiques.

Tableau 23 : Terminal GNL Tango FLNG

Nom du projet	Emplacement	Statut	Opérateur	Date de début	Capacité nominale (milliards de pieds cubes par an)
Tango FLNG	Offshore Pointe-Noire	En développement	Eni	2024	29
Marine XII Block FLNG (Nouvelle construction)	Offshore Pointe-Noire	En développement	Eni	2025	115
Total					144

Source des données: International Group of Liquefied Natural Gas Importers 2023 Annual Report, Energy Intelligence, Fitch Solutions Country Risk & Industry Research

Note : FLNG = gaz naturel liquéfié flottant

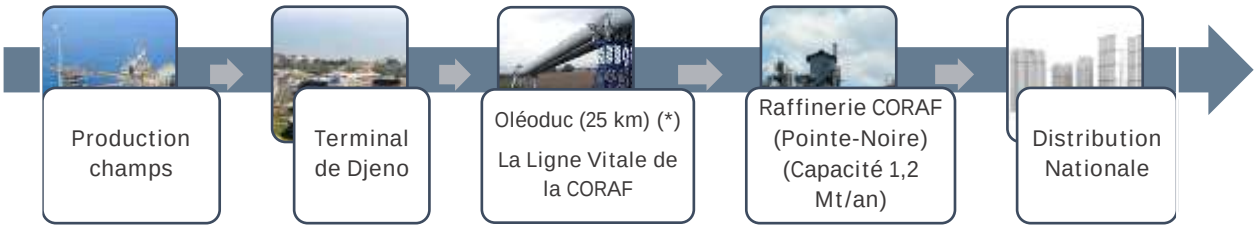
(iii) Raffinage

➢ CORAF – Capacités, fonctionnement et approvisionnement

La Congolaise de Raffinage (CORAF) est une société anonyme unipersonnelle détenue à 100 % par la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC). Sa mission principale est de transformer le pétrole brut en produits pétroliers finis pour répondre prioritairement à la demande nationale.

Caractéristiques principales de la raffinerie CORAF

Caractéristique	Détail
Actionnariat	SNPC (100%)
Localisation	Pointe-Noire (M'bota raffinerie)
Mise en service	11-déc-82
Capacité nominale	1,2 million de tonnes métriques par an (l'objectif de 1 million est une capacité de traitement courante, mais la capacité nominale est de 1,2 Mt/an)
Couverture du besoin national	Environ 70 % des besoins du pays en produits finis (gaz butane, essence, kérosène, diesel léger, fioul lourd)
Pétrole brut raffiné	Principalement du brut léger, notamment le brut de Nkossa et, en général, les bruts issus du Terminal de Djeno (plus de 95 % de la production nationale). Des camions-citernes acheminent aussi du brut provenant des champs MKB et Tilapia de la SNPC.
Logistique d'approvisionnement	Le Terminal pétrolier de Djeno est relié à la raffinerie par un oléoduc de 25 km.



(*) L'oléoduc Djeno–CORAF constitue la principale infrastructure d'approvisionnement, permettant d'acheminer directement les volumes de brut nécessaires au traitement.

➢ **Projet d'extension : Nouvelle raffinerie de Fouta**

Dans le cadre des objectifs nationaux de souveraineté énergétique et de réduction des importations de produits raffinés, qui ont représenté environ 140 millions USD en 2023 (source : OEC), le gouvernement a lancé la construction d'une nouvelle raffinerie moderne.

Principales caractéristiques du projet

- Nom du projet : Raffinerie Pétrochimique de l'Atlantique
- Localisation : Fouta, à proximité de Pointe-Noire (≈30 km)
- Partenariat : Beijing Fortune Dingheng Investment
- Investissement prévu : ≈ 600 millions USD
- Capacité – Phase 1 : 2,5 millions de tonnes/an
- Produits ciblés :
  - essence et diesel de haute qualité,
  - GPL, kérosène, mazout,
  - matières premières pétrochimiques : propylène, naphta hydrogéné.

Les travaux de construction ont été lancés et la mise en service est attendue fin 2025. Le projet vise à :

- couvrir le déficit d'approvisionnement national,
- réduire les importations,
- générer des excédents exportables vers la sous-région,
- soutenir le développement industriel local.

Ce projet est considéré comme un pilier de la stratégie de valorisation locale des ressources pétrolières.

(iv) Transport pétrolier

Développement d'un pipeline national

En septembre 2024, un accord intergouvernemental a été signé entre la République du Congo et la Fédération de Russie pour la construction d'un pipeline pétrolier structurant reliant Pointe-Noire, Brazzaville et Oyo.

Caractéristiques du partenariat

- Structure partenaire :
  - Zakneftegazstroy-Prometey (Russie) – 90 %
  - SNPC – 10 %
- Statut :
  - Accord présenté sur le portail officiel russe de l'information juridique
  - Ratification prévue en 2025
- Début des travaux : 2025
- Objectif : Renforcer les infrastructures nationales de transport et soutenir les capacités logistiques du secteur pétrolier.

Ce projet s'inscrit dans la stratégie de développement des infrastructures énergétiques du pays et vise à améliorer l'intégration du réseau entre les zones de production et les centres de consommation.

2.1.1.2. Cadre juridique

Le cadre juridique du secteur des hydrocarbures en République du Congo repose sur un ensemble de lois, décrets et règlements encadrant l'exploration, la production, la valorisation du gaz, la fiscalité pétrolière, le contenu local, la gouvernance des entreprises publiques et les obligations environnementales. La réglementation applicable en 2023 s'appuie principalement sur la Loi n°2016-28 portant Code des Hydrocarbures, complétée par les textes sectoriels et transversaux adoptés entre 2019 et 2024.

Le tableau ci-dessous présente les principaux instruments juridiques applicables au secteur.

TABLEAU 24 : CADRE JURIDIQUE DU SECTEUR DES HYDROCARBURES

Année	Réglementation
2024	*Loi n° 18-2024 du 16 août 2024 portant Approbation de l'accord d'exploitation du terminal pétrolier de Djeno, signé entre la République du Congo, la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC), TotalEnergies EP Congo, ENI Congo S.A.U et Perenco Congo S. A*
2023	*Décret n° 2023-1738 du 12 octobre 2023 fixant les modalités de suivi, de contrôle et de vérification des activités amont du secteur des hydrocarbures*
2023	*Loi 77-2022 du 27/12/2022 portant loi de finances 2023, point.14-article 185 ter A (nvx), CGI, portant précision sur la retenue à la source applicable aux frais de commercialisation*
2023	*Décret n° 2023-1737 du 12 octobre 2023 fixant les modalités d'application de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au secteur pétrolier amont*
2023	*Décret n° 2023-1737 du 12 octobre 2023 fixant les modalités d'application de la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) au secteur pétrolier amont*
2023	*Décret n° 2023-1738 du12 octobre 2023 fixant les modalités de suivi, de contrôle et de vérification des activités amont du secteur des hydrocarbures*
2023	*Loi n° 4-2023 du 19 avril 2023 portant création du centre d'excellence d'Oyo pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique*
2022	*Décret n° 2022-1857 fixant les modalités de détermination et de versement des dividendes des entreprises d'État*

Année	Réglementation
2022	*Décret n° 2022-472 portant organisation du ministère des hydrocarbures*
2022	*Décret n° 2022-473 portant attributions et organisation de la direction générale de l'amont pétrolier*
2022	*Décret n° 2022-475 portant attributions et organisation de la direction générale de la valorisation du gaz*
2022	*Loi n° 74- 2022 du 16 août 2022 portant loi d'orientation sur le développement durable*
2022	*Décret nº 2022-1856, du 12 octobre 2022 portant réglementation du torchage et de l'éventage de gaz dans les activités amont du secteur des hydrocarbures*
2022	*Loi n° 9-2022 du 11 mars 2022 portant prévention et lutte contre la corruption et les infractions assimilées*
2022	*Décret n° 2022-467 du 3 août 2022 fixant les modalités de prévention et de gestion des conflits d'intérêts*
2021	*Loi des finances 2021, élargissement du champs d'application des impôts de droit commun aux sociétés pétrolières*
2021	*Instructions n° 0111/MFB/MDB/DGID/DRC portant application des dispositions fiscales spécifiques contenues dans la loi de finances de 2021*
2021	*Règlement n°1/CEMAC /UMAC/CM portant modalités de mise en œuvre de certaines dispositions de la réglementation de changes par les entreprises extractives résidentes du 23 décembre 2021*
2020	*Décret nº 2020-478, du 13 octobre 2020, portant ratification de la Convention entre la République du Congo et la République Populaire de Chine pour l'Élimination de la Double Imposition*
2019	*Décret nº 2019-342 du 15 novembre 2019 fixant les conditions et modalités d'exercice de la sous-traitance dans le secteur pétrolier amont*
2019	*Décret nº 2019-343 du 15 novembre 2019 fixant les conditions et modalités d'exercice de la prestation de service dans le secteur pétrolier amont*
2019	*Décret nº 2019-344 du 15 novembre 2019 fixant les sanctions liées au non-respect des dispositions relatives au Contenu Local, dans le secteur de l'amont pétrolier*
2019	*Décret nº 2019-345 du 15 novembre 2019, portant réglementation de l'emploi, la promotion et la formation du personnel congolais dans le secteur pétrolier*
2019	*Décret n°2019-391 du 28 décembre 2019 portant organisation et fonctionnement de la Haute autorité de lutte contre la corruption*
2017	*Décret n°2017-420 du 09 novembre 2017 portant approbation des statuts de la Société Nationale des Pétroles du Congo*
2016	*Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016 portant Code des Hydrocarbures*
2012	*Code général des impôts*
1998	- *Loi n°1-98 du 23 avril 1998 portant création de la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC) ;* - *Décret n°98-83 du 25 février 1998 portant attributions et organisation de la direction générale des hydrocarbures*
1994	*Loi n°24-94 du 23 août 1994 portant Code des Hydrocarbures et ses textes d'application applicables encore pour les conventions signées avant l'entrée en vigueur de la nouvelle loi de 2016*

2.1.1.3. Cadre institutionnel

Le Ministère des Hydrocarbures pilote la politique pétrolière et gazière du Congo et assure la supervision réglementaire, technique, économique et environnementale de l'ensemble de la chaîne de valeur : attribution des titres, exploration, développement, production, transport, valorisation, commercialisation et suivi des revenus.

Les principales structures intervenant dans le secteur et leurs rôles sont les suivants :

TABLEAU 25 : CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR DES HYDROCARBURES 2023

Structures	Prérogatives
Ministère des Hydrocarbures	Définition de la politique nationale ; attribution et supervision des titres ; contrôle réglementaire et technique des opérations d'exploration, développement et production ; suivi du raffinage, du transport, de la commercialisation et de la sécurité énergétique.
Direction générale de l'amont pétrolier (DGAP)	Cadastre pétrolier (titres et contrats) ; suivi et contrôle des activités d'exploration, d'appréciation et de production ; validation des programmes de travaux ; gestion des données techniques et certifications de volumes.
Direction générale de la valorisation du gaz	Mise en œuvre de la stratégie gazière ; suivi des projets de collecte, traitement, transformation et injection ; supervision des projets GNL/FLNG et de la pétrochimie ; contrôle des infrastructures gazières.
Direction générale de l'économie, de l'audit et du trading pétrolier	Analyse économique des projets ; suivi des marchés pétroliers ; contrôle des ventes de brut ; audits des coûts pétroliers (cost oil) ; contrôle de l'exécution des contrats et des prévisions de revenus.
Direction des ressources naturelles (DRN)	l'organe technique qui assiste le ministre chargé des finances dans l'exercice de ses attributions en matière de mobilisation des recettes des ressources naturelles. Chargé de la gouvernance financière des ressources naturelles à travers 4 piliers : • Cadre Stratégique : Participation à l'élaboration des lois, à la négociation des contrats et à la définition de la politique gouvernementale du secteur. • Gestion des Recettes : Détermination de l'assiette, liquidation, émission des titres de perception et tenue de la comptabilité des recettes. • Suivi Opérationnel : Contrôle de l'exploitation, de la commercialisation et des coûts de production, en veillant à l'application de la réglementation. • **Ingénierie de l'Information :** Collecte de données, mise en place d'outils de suivi et tenue du fichier des structures génératrices de revenus.
Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC)	Représente l'État dans les contrats pétroliers ; participe aux opérations amont (exploration/production) ; gère certaines infrastructures ; reçoit et commercialise la **part de production de l'État** ; assure la planification des cargaisons, la facturation et le transfert des revenus au Trésor.

2.1.1.4. Cadre fiscal

Le cadre fiscal applicable au secteur des hydrocarbures en République du Congo repose sur deux régimes complémentaires :

1. la fiscalité spécifique pétrolière, définie par le Code des Hydrocarbures (Loi n°2016-28) et les contrats de partage de production ;
2. la fiscalité de droit commun, régie par le Code Général des Impôts (CGI) et le Code des Douanes.

Ces régimes encadrent l'ensemble des obligations fiscales applicables aux sociétés pétrolières opérant sur le territoire national.

(i) Fiscalité de droit commun

Depuis l'adoption de la Loi n°37-2021 du 13 août 2021, les entreprises pétrolières sont soumises à plusieurs impôts et taxes de droit commun, en complément de la fiscalité pétrolière spécifique. Les principaux impôts applicables incluent :

- l'impôt sur les revenus des valeurs mobilières ;
- la taxe sur les transferts de fonds (1,5 % pour les opérations sortantes) ;
- les droits d'enregistrement (contrats, bons de commande, actes) ;
- la taxe de 10 % sur les plus-values de cession d'intérêts dans les contrats pétroliers ;
- la contribution à la patente (avec abattement de 50 %) ;
- la taxe d'occupation des locaux ;
- la taxe unique sur les salaires (TUS) ;
- les contributions foncières (propriétés bâties et non bâties) ;
- les droits d'enregistrement et de mutation ;
- la taxe immobilière ;
- une retenue à la source de 5 % sur les intérêts versés à des entités étrangères.

Actualisations réglementaires récentes

- Loi n°77-2022 portant loi de finances 2023
    - Article 185 ter A : retenue à la source de 20 % sur les frais de commercialisation versés aux sociétés de trading.
    - Article 461 ter : possibilité de **compensation des crédits d'impôts** avec les dettes fiscales.
- Décret n°2023-1737 du 12 octobre 2023
    - précise les modalités d'application de la TVA au secteur pétrolier amont.
    - certaines opérations d'exploration et de production, auparavant exonérées, deviennent imposables.

(ii) Fiscalité pétrolière spécifique

Le régime fiscal applicable aux activités pétrolières au Congo est directement lié à la nature des contrats pétroliers, fondés principalement sur les Contrats de Partage de Production (CPP) prévus par le Code des Hydrocarbures (Loi n°2016-28).

Dans ce modèle, l'État capte la rente pétrolière à travers une combinaison de prélèvements sur les volumes, plafonds de recouvrement des coûts, partage de production, ainsi que divers bonus et contributions en numéraire.

Ce régime se structure autour des trois composantes fondamentales de l'économie pétrolière : (i) le Cost Oil, (ii) le Profit Oil, (iii) les fiscalités additionnelles.

- Structure économique du régime fiscal dans les CPP

Dans les contrats de partage de production (CPP), la part de l'État repose sur plusieurs mécanismes intégrés au modèle économique du secteur pétrolier.

1. Mécanismes principaux

a) La Redevance (RMP) – prélèvement obligatoire sur la production

La Redevance Minière Proportionnelle (RMP) est prélevée en nature ou en numéraire dès la production, avant toute récupération de coûts. Elle constitue le premier niveau de captation de la rente par l'État.

b) Le Cost Oil – remboursement des coûts pétroliers

- L'opérateur récupère les coûts éligibles dans la limite d'un plafond contractuel.
- Les coûts sont vérifiés par les administrations compétentes.
- Ce mécanisme garantit que seule une part limitée de la production est utilisée pour rembourser les investissements.

c) Le Profit Oil – partage de la production restante

Après déduction de la RMP et du Cost Oil, le solde de production est partagé entre :

- **l'État**, via la SNPC ;
- **l'opérateur**.

Le taux de partage est défini dans chaque CPP selon des grilles progressives (prix du brut, niveau de production, retour sur investissement). Le Profit Oil peut être prélevé en nature ou en numéraire.

2. Mécanismes additionnels de captation de rente

a) Super Profit Oil

Prélèvement additionnel en nature lorsque le taux de rentabilité ou le prix du brut dépasse certains seuils.

b) Excess Oil

Mécanisme complémentaire appliqué en nature, activé dans certains contrats en fonction de la performance de production.

c) Clauses Yanga et Sendji

Les champs Yanga et Sendji bénéficient d'un dispositif particulier, issu de l'accord du 21 août 1990 et maintenu lors du passage aux CPP en 1995 :

- en plus des prélèvements classiques (redevance, profit oil),
- **l'État détient un droit direct de 15 % sur la production**, considéré comme une participation contractuelle spécifique,
- distincte des mécanismes fiscaux et parafiscaux standards du cadre CPP.

3. Bonus pétroliers (en numéraire)

Les bonus sont versés à l'État à des étapes clés du cycle pétrolier :

- bonus de signature du CPP,
- bonus d'attribution (exploration / exploitation),
- bonus de prorogation,
- bonus de production,
- bonus de modification ou réattribution du CPP.

Ces paiements constituent une source non négligeable de recettes immédiates pour l'État.

4. Redevances et contributions contractuelles

Les CPP et le Code des Hydrocarbures prévoient plusieurs contributions financières complémentaires :

- Redevance superficiaire (sur la superficie des permis)
- Provision pour investissements diversifiés (PID)
- Contribution à la formation du personnel congolais
- Contribution à la vérification comptable
- Contribution au Fonds national pour la prévention des risques environnementaux
- Taxe sur les plus-values de cession d'intérêts dans les CPP
- Provision pour abandon et réhabilitation

Ces instruments renforcent le financement des fonctions régaliennes et des obligations environnementales.

(iii) Textes et accords ayant un impact fiscal

En 2022, plusieurs lois ont approuvé des avenants relatifs aux conditions fiscales, douanières, juridiques et de change dans certains permis pétroliers. Le détail a été présenté dans la section 2.1.1.4 du rapport ITIE 2022. L'objet de ces lois, était principalement, la modification tenant au régime de stabilisation des conditions générales, économiques financières, douanières, fiscales, juridiques et de contrôle des changes.

Selon les informations recueillies auprès des administrations et des opérateurs, aucun accord similaire **n'a été conclu durant l'année 2023**.

2.1.1.5. Fiscalité du champs Lianzi

Le champ pétrolier et gazier Lianzi est un projet offshore conjointement développé par la République du Congo et la République d'Angola dans une zone unifiée (Unitization Zone) regroupant le Bloc 14 (Angola) et le permis Haute Mer (Congo). La production a démarré en novembre 2015. L'exploitation est réalisée en eau profonde (820–1 070 m).

L'opérateur technique est Chevron Overseas Congo (participation transférée en 2024 à Trident Energy). Les participations contractuelles incluent : TotalEnergies EP Congo, SNPC, Sonangol P&P Angola, GABGOC, ENI Angola, Total Angola et GALP.

En 2023, la production déclarée par la DGAP s'élève à 332 077 barils, contre 404 349 barils en 2022.

La gestion du projet est encadrée par l'Accord de Participation du 22 décembre 2002, modifié par plusieurs avenants, dont le plus récent ratifié par le Décret n°2012-805 du 25 juillet 2012. Cet accord définit les principes de l'unitisation, le cadre fiscal applicable, la répartition des revenus et les règles communes d'exploitation.

(i) Partage de la production

Conformément à l'**article 12 C de l'avenant n°4**, le Profit Oil (production nette après récupération des coûts) est partagé entre :

- la République du Congo,
- Sonangol E.P. pour le compte de la République d'Angola,
- les participants au projet.

Le partage est progressif selon le taux de rendement annuel du projet :

Taux de rendement (pour cent par année)	Part Congo	Part Angola	Part des participants de **la zone d'Unitization**
Moins de 15%	*15%*	*15%*	*70%*
Entre 15% et 25%	*20%*	*20%*	*60%*
Entre 25% et 30%	*30%*	*30%*	*40%*
Entre 30% et 40%	*40%*	*40%*	*20%*
40% et plus	*45%*	*45%*	*10%*

Ces modalités constituent la structure fiscale spécifique du champ, distincte des régimes nationaux angolais et congolais.

(ii) **Impôt sur les revenus pétroliers (fiscalité unique de l'unitisation)**

Selon l'**article 9A de l'annexe B de l'avenant n°4**, les opérations situées dans la zone d'unitisation sont soumises à un **seul impôt spécifique : l'impôt sur les revenus pétroliers**.

Cet impôt :

- remplace l'impôt industriel (Angola), l'impôt sur les sociétés (Congo) et la RMP ;
- est calculé sur une base fiscale propre à la zone unifiée ;
- est administré de manière autonome dans le cadre de l'accord bilatéral ;

- est reversé dans un compte commun Angola–Congo avant répartition.

Ainsi, la fiscalité du champ Lianzi constitue un régime spécial, indépendant des régimes fiscaux nationaux.

(iii) Retenues à la source sur les services pétroliers

L'article 9 A.2 fixe une retenue à la source de 5,75 % sur les paiements effectués aux prestataires de services opérant dans la zone d'unitisation.

Caractéristiques :

- montant retenu versé dans un compte commun Angola–Congo ;
- répartition à 50 % pour chaque État ;
- mécanisme propre à l'accord d'unitisation.

(iv) Contribution à la formation

Les participants, à l'exception de Sonangol P&P et de la SNPC, doivent verser une contribution à la formation :

- 0,15 USD par baril prélevé sur leur part de pétrole ;
- 50 % gérés par le groupe contracteur ;
- 50 % exécutés dans le cadre d'un contrat de formation avec le Ministère des Hydrocarbures du Congo ;
- objectif : formation des cadres congolais du secteur pétrolier.

(v) Mécanisme de perception et de répartition des recettes fiscales

Les paiements fiscaux liés au projet Lianzi sont versés dans un compte interétatique géré par la **Banque Angolaise d'Investissement (BAI**). La gestion est assurée conjointement par les ministres des finances du Congo et de l'Angola.

Caractéristiques du mécanisme :

- tous les flux (impôt pétrolier, retenues, parts d'État) sont centralisés dans ce compte ;
- les montants sont répartis à parts égales (50/50) entre les deux États ;
- la périodicité des transferts n'est pas définie dans les textes, et dépend des décisions conjointes.

(vi) Recettes du Congo en 2023

- Le Trésor public congolais n'a déclaré aucun versement provenant du champ Lianzi en 2023.

2.1.1.6. Réformes 2023

Plusieurs réformes réglementaires et fiscales ont été adoptées en 2023 et concernent la gouvernance, la fiscalité et la gestion environnementale du secteur des hydrocarbures. Les principales dispositions sont présentées ci-après.

TABLEAU 26 : REFORMES DANS LE SECTEUR DES HYDROCARBURES

Thème	Référence	Objet / Portée
Gouvernance et contrôle du secteur	Décret n°2023-1738 du 12 octobre 2023	Fixe les modalités de suivi, de contrôle et de vérification des activités pétrolières amont par les administrations compétentes. Renforce la supervision technique et le contrôle des opérations.
Environnement	Loi n°33-2023 du 17 novembre 2023	Établit le cadre général de gestion durable de l'environnement au Congo, incluant des obligations applicables aux opérateurs hydrocarbures (prévention, contrôle, redevabilité).
Transition énergétique	Loi n°4-2023 du 19 avril 2023	Création du Centre d'Excellence d'Oyo pour les énergies renouvelables et l'efficacité énergétique (CEO). Renforce le dispositif national de transition énergétique.
Finances publiques	Loi n°77-2022 (LF 2023), articles 39-40	Limite les appuis financiers de l'État aux personnes de droit public, incluant les entreprises publiques du secteur hydrocarbures.
Clarification réglementaire – Sous-traitance pétrolière	Loi n°77-2022 (LF 2023), art. 126 nouveau	Clarifie la définition et le champ de la sous-traitance pétrolière au sein du CGI.
Fiscalité – Frais de commercialisation	Loi n°77-2022 (LF 2023), art. 185 ter A nouveau	Introduit une retenue à la source de 20 % sur les frais de commercialisation payés aux sociétés de trading d'hydrocarbures.
Fiscalité – Compensation fiscale	Loi n°77-2022 (LF 2023), art. 461 ter nouveau	Autorise la compensation des crédits d'impôts (TVA, dégrèvements, restitutions) avec les dettes fiscales du contribuable.
TVA dans l'amont pétrolier	Décret n°2023-1737 du 12 octobre 2023	Définit les modalités d'application de la TVA aux opérations pétrolières amont. Certaines activités auparavant exonérées deviennent imposables.

2.1.2. Secteur minier

2.1.2.1. Contexte

Le sous-sol de la République du Congo présente un potentiel minier important et diversifié, comprenant notamment le fer, l'or, les diamants, la potasse, le magnésium, les polymétaux (cuivre, plomb, zinc) et les phosphates.

En l'absence de données officielles transmises par les administrations concernées pour l'année 2023, la présente section s'appuie sur une revue documentaire issue de sources techniques reconnues (Plan Minéral de la République du Congo, Revue du Secteur Minier de la Banque Mondiale , rapports géologiques, publications sectorielles).

Substance	
Or	Les gisements aurifères sont principalement localisés dans le département de la Sangha, notamment dans les districts de Kellé, Souanké, Elogo, Mbomo et plusieurs zones forestières du Nord. Il s'agit essentiellement de gisements alluvionnaires et placériens. Selon plusieurs sources documentaires, l'activité aurifère a connu une expansion notable à partir de 2020, avec un nombre important de **permis d'exploitation et d'exploration semi**-industrielle délivrés par le Ministère des Industries minières et de la Géologie (Pulitzer Center Rainforest Investigations Network). Cette dynamique s'inscrit dans la politique nationale de diversification économique fondée sur la valorisation des substances minérales, tout en soulevant des enjeux environnementaux et sociaux dans les zones forestières concernées.
Polymétaux	Des gisements significatifs de cuivre, plomb et zinc sont recensés dans la Bouenza et le bassin du Niari, notamment dans les zones de : • Boko-Songho • Mfouati • Mpassa • Mindouli La Revue du Secteur Minier de la Banque Mondiale et le Plan Minéral de la République du Congo confirment l'importance de cette province métallogénique, qui présente un fort potentiel de développement minier. Estimations des réserves : environ 2,2 millions de tonnes de cuivre recensées dans ces zones.
Fer	**Projets miniers de fer présentant un niveau d'avancement significatif** : 1. Sangha Mining – Projet Mbalam–Nabeba (Département de la Sangha) • Origine / actionnariat : Filiale de Bestway Finance (Hong Kong) • Titres miniers : Obtention en 2020 des gisements Nabeba, Avima et Badondo, précédemment détenus par Congo Iron, Core Mining et Congo Mining. • Investissements annoncés : Environ 10 milliards USD ; mise en oeuvre d'une usine initialement prévue pour 2022, reportée à 2025. • Infrastructures : Projet ferroviaire réorienté vers le port de Kribi (environ 700 km). Travaux annoncés comme devant être réalisés en un an. • Production : Mise en production de Nabeba annoncée pour décembre 2025 ; travaux préliminaires lancés en mai 2024. • Enjeux et risques : Délais très ambitieux, incertitudes concernant les financements, les capacités logistiques et la synchronisation des infrastructures. 2. ULSAN Mining – Gisement de Mayoko-Moussoundji (Département du Niari) • Origine / actionnariat : Société turque, attributaire du permis en 2023. • Titres miniers : Permis d'exploitation obtenu en 2023 précédemment retiré à Congo Mining en 2021 • Investissements : Signature d'une convention minière en 2024. Programme annoncé : *Réhabilitation de la voie ferrée CFCO (737 M€),* *Construction d'une fonderie à Pointe-Noire (≈ 2 milliards USD).*

Substance	
	• Production : Exploitation potentielle à moyen terme. • Enjeux et risques : Dépendance majeure à la réhabilitation du CFCO ; forte mobilisation financière et coordination logistique nécessaires. 3. SAPRO-Mayoko – Projet Mayoko (Département du Niari) • Origine / actionnariat : Filiale du groupe congolais SAPRO, acquise auprès d'Exxaro Resources en 2016. • Production : Un premier export de 40 000 tonnes en 2019 ; aucune exportation supplémentaire depuis six ans. • Infrastructures : Dégradation persistante de la voie ferrée CFCO. Discussions engagées avec des partenaires internationaux et Afreximbank pour financer une production ciblée d'environ 4 Mt/an à l'horizon 2026. Enjeux et risques : Forte dépendance à la rénovation du CFCO ; nécessité de coordination avec ULSAN Mining pour l'usage de l'infrastructure ferroviaire. 4. MPD Congo – Projet Zanaga (Département de la Lékoumou) • Origine / actionnariat : Filiale de Zanaga Iron Ore Company (ZIOC). Glencore s'est retiré définitivement du projet en mars 2025. Nouveaux partenaires investisseurs : Arise IIP, Greymont Bay LLC, Gulf Iron & Steel, Sir Mick Davis. • État d'avancement technique : o Lancement du FEED en avril 2025, o Négociations avancées pour les infrastructures portuaires et énergétiques, o Mise à jour des études d'impact environnemental et social en cours. • Calendrier : Décision finale d'investissement envisagée pour 2027. Enjeux et risques : Dépendance vis-à-vis des infrastructures énergétiques et portuaires, pipeline à construire entre le site minier et le port minéralier, besoins logistiques importants (routes, carburant), localisation en zone isolée.
Diamants	Les ressources diamantifères, principalement alluvionnaires, sont situées dans les zones de : • Kouilou • Chaillu • Kellé–Mbomo Les estimations de reserves indiquent un potentiel d'environ 8 millions de carats.
Potasse	Le bassin côtier du Congo, notamment dans les formations de Loemé, recèle d'importants dépôts de potasse, associés à des évaporites crétacées. Deux projets structurants sont documentés : 1. Projet Kola (Kore Potash – PowerChina) - Capacité prévue : 2,2 Mt/an - Durée de vie : 33 ans - Projet en phase avancée de contractualisation (Contrat (EPC) engineering, procurement, construction signé fin 2024). 2. Projet Mboukoumassi (LMC – Luyuan Mines Congo) - Convention d'exploitation signée en 2018 - Superficie : 242 km² - Les travaux de construction des infrastructures ont débuté en juin 2023 - Production pilote attendue à l'horizon 2025.

Substance	
	Estimations des réserves : 3,2 milliards de tonnes localisées dans les départements de Kouilou/Pointe-Noire. Les estimations plus récentes indiquent environ 242,5 millions de tonnes de potasse au Kouilou près de Pointe-Noire.
Magnésium	Le projet de magnésium et potasse de Mengo, porté par MagMinerals Potasses Congo SA (MPC), exploite des évaporites riches en sels de magnésium. Ces ressources font partie des gisements majeurs du bassin de Loemé.
Phosphates	La COMINCO SA développe le projet de Hinda, comprenant : • l'extraction du minerai dans une mine à ciel ouvert, • l'enrichissement de 10 % à 32 % dans une usine de traitement industriel, • la construction des infrastructures associées. Les ressources sont estimées à 675,8 millions de tonnes, les réserves à 404,9 millions de tonnes. Plusieurs scénarios de production sont possibles : 1 Mtpa, 2 Mtpa ou 4 Mtpa, avec des investissements respectifs de USD 355 M et 610 M (base fin 2021). L'investissement pour le projet de 4 Mtpa n'a pas été actualisé. Le gisement date du Maastrichtian, soit environ **60 millions d'années**.
Autres ressources recensés	Selon des documents sectoriels : • 800 millions de tonnes de sels de magnésium (région de Loemé) • 8 millions de carats de diamants (alluvionnaires) • > 1 million de tonnes de plomb • Gisements aurifères variés dans les zones de Kellé, Mboma, Elogo source : Plan d'Action National pour l'Extraction Minière Artisanale et à Petite Échelle de l'or de la République du Congo

En absence de communication de la carte des gisements miniers d'exploitation et de recherches au 31 décembre 2023, nous présentons ci-dessous une figure concernant la situation au 31 décembre 2020 (la plus récente) :

Figure 4 : Carte des gisements miniers **d'exploitation**

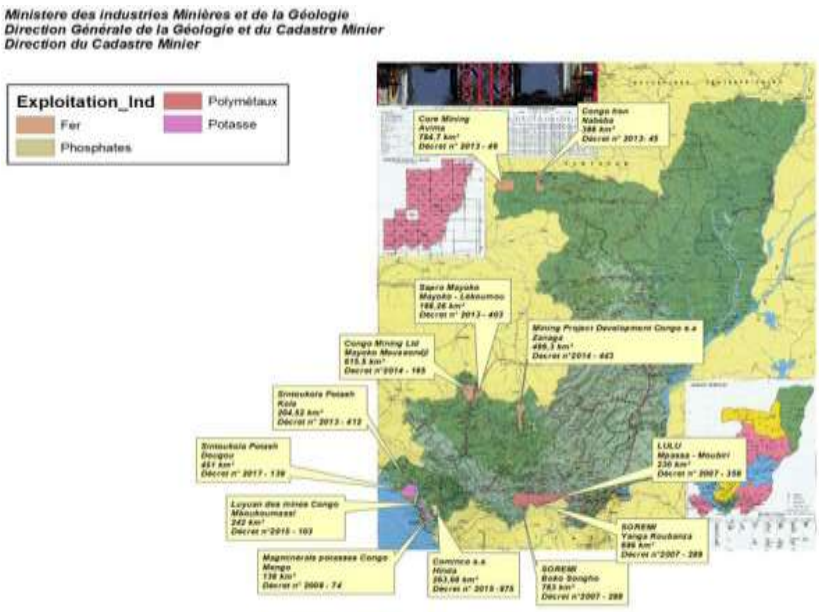
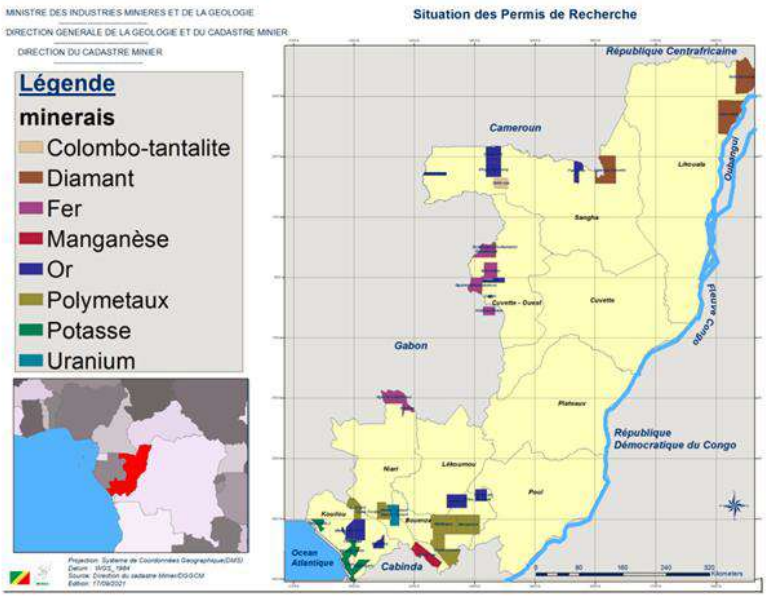


Figure 5 : Carte des gisements miniers de recherche



Principaux projets miniers au Congo (*Source : FedMines*):

Société minière en exploitation

SOREMI demeure la seule société minière en production industrielle au Congo, exploitant cuivre, zinc et plomb dans le Pool depuis 2017. Les activités se poursuivent avec une intensification de la prospection, notamment à Bokossongo où de nouveaux gisements de zinc ont été identifiés, tandis que l'exploitation et la transformation du minerai se poursuivent à Koubenza, malgré l'absence de données statistiques pour 2025.

Cependant, la société fait face à plusieurs difficultés :

- **Reprise d'activités artisanales illégales**, malgré une suspension officielle, entraînant tensions locales et vols de minerai.
- Blocage du projet aurifère dans la Lékoumou, en l'absence de validation des termes de référence de l'étude d'impact environnemental depuis plus d'un an

En synthèse, SOREMI reste opérationnelle et dynamique sur le plan géologique, mais son développement est fortement perturbé par un environnement juridique instable, une gouvernance conflictuelle, des activités artisanales incontrôlées et un manque de données fiables.

Projets d'engrais en cours de développement

COMINCO SA (projet Hinda, phosphate)

Cominco Resources, filiale de Kropz plc (Afrique du Sud), développe le projet de phosphate Hinda, situé à environ 30 km de Pointe-Noire. Le gisement représente plus de 650 millions de tonnes de ressources estimées, faisant de ce projet l'un des plus importants au Congo.

Depuis 2023, l'entreprise concentre ses efforts sur la mobilisation de financements pour la phase 1, qui prévoit une production annuelle d'un million de tonnes de concentré de phosphate, avec possibilité de

doubler cette capacité ultérieurement. Plusieurs investisseurs ont été identifiés et un processus de due diligence est en cours.

Sur le plan opérationnel, Cominco a lancé des travaux préparatoires : construction d'une base vie, consolidation de la route d'accès, mobilisation d'équipements et d'équipes techniques, actualisation du modèle économique, et projets environnementaux et sociaux (gestion des eaux, impacts environnementaux).

Le projet rencontre plusieurs défis : la mobilisation des financements reste la priorité, des incertitudes juridiques persistent (procédure liée à un droit de premier refus sur les actions de Cominco), et des investissements logistiques et portuaires sont nécessaires pour l'exportation.

L'objectif pour fin 2025 est de finaliser le financement de la phase 1 afin de lancer les travaux majeurs. La réussite dépend de la sécurisation des investisseurs, de la résolution des aspects juridiques et de la mise en place des infrastructures.

Luyuan des Mines (Mboukoumassi, Kouilou, potasse)

Luyuan des Mines Congo, filiale du groupe chinois Shendong, développe un projet de potasse à Mboukoumassi.

Les travaux avaient été lancés en 2018-2019 puis suspendus en 2020 en raison de contraintes financières, du ralentissement des investissements internationaux et de la pandémie de Covid-19.

Depuis 2023, la construction a repris et progressé : deux puits creusés (dont un équipé d'une station de congélation), base vie achevée, village de réinstallation de plus de 160 maisons en cours de finalisation. Des travaux de terrassement et d'aménagement de la mine ont été réalisés, ainsi que la réhabilitation d'une route d'accès de 15 km et l'installation d'une ligne électrique.

Les réserves identifiées sont estimées à près d'un milliard de tonnes, conférant au projet un potentiel industriel majeur pour le Congo.

En septembre 2025, le gouvernement congolais a validé l'attribution de 577 hectares du domaine public maritime pour la construction d'un terminal d'exportation près de Pointe-Noire, étape clé pour sécuriser la logistique et l'accès aux marchés internationaux.

Le projet combine avancées sur le terrain et planification d'infrastructures portuaires, avec une entrée en phase de production industrielle envisagée dès 2026 pour une production annuelle de 2 millions de tonnes de potasse, sous réserve de mobilisation des financements nécessaires.

Kore Potash (projet Kola, Kouilou, potasse)

Kore Potash, société britannique, développe le projet de potasse Kola dans le département du Kouilou.

En novembre 2024, un contrat EPC a été signé avec PowerChina International Group Limited pour la construction des infrastructures essentielles (pipelines, liaisons de transport) sur une période de 43 mois. Plusieurs conditions suspensives ont été levées au cours de l'année 2025 : autorisations réglementaires et sécurisation du financement.

En juin 2025, Kore Potash a signé des lettres d'intention avec la plateforme suisse OWI-RAMS pour un financement de 2,2 milliards USD, couvrant les coûts de construction et d'exploitation, avec une capacité annuelle prévue de 2,2 millions de tonnes.

Le projet reste dépendant de la finalisation des infrastructures portuaires et de la gestion des impacts environnementaux et sociaux. Si ces conditions sont remplies, la construction pourrait débuter en 2026.

Projets de minerai de fer en développement

MPD Congo (projet Zanaga, Lekoumou)

Entre 2022 et 2025, le projet a été repris à 100% par son actionnaire historique la société Zanaga Iron Ore Company (ZIOC), avec le retrait progressif de Glencore finalisé en mars 2025.

En décembre 2024, le Ministère des Industries Minières et de la Géologie a validé l'étude de faisabilité révisée, confirmant la viabilité technique et économique du projet.

De nouveaux investisseurs stratégiques sont entrés au capital de ZIOC (Arise IIP, Greymont Bay LLC, Gulf Iron & Steel, Sir Mick Davis), et un contrat de vente de minerai a été signé avec Gulf Iron & Steel.

En avril 2025, la phase de FEED (Front-End Engineering Design) a été lancée pour finaliser le design du pipeline, les infrastructures portuaires et l'accès à l'énergie, en coordination avec des protocoles d'accord signés avec le PIC et la CEC.

Une mise à jour complète des études d'impact environnemental et social est en cours, incluant le plan de réinstallation des populations et des tests métallurgiques, avec l'objectif d'une décision finale d'investissement en 2027.

Le projet dépend du financement des infrastructures stratégiques (énergie, port) par les partenaires. Des contraintes logistiques subsistent : éloignement du site, état des routes, pénurie de carburant.

Conclusion : MPD Congo est à un tournant décisif. La réussite du projet repose sur la sécurisation des infrastructures essentielles, la résolution des incertitudes juridiques et sociales, et le respect d'un calendrier réaliste pour la décision finale d'investissement prévue en 2027.

Sangha Mining (Mbalam–Nabeba)

En 2020, Sangha Mining a obtenu trois permis d'exploitation pour les gisements de Nabeba, Avima et Badondo, précédemment détenus par d'autres sociétés. La société est détenue par Bestway Finance (Hong Kong).

Les conventions minières ont été signées en 2021, avec un investissement annoncé pour la construction des gisements et des infrastructures associées.

Le projet inclut la construction d'une ligne ferroviaire de 700 km reliant les gisements au port de Kribi (Cameroun), ainsi que des installations portuaires et énergétiques.

La mise en production du gisement de Nabeba est prévue pour décembre 2025, avec des travaux sur site commencés en mai 2024. Le projet devrait générer environ 20 000 emplois directs et indirects et des retombées fiscales pour le pays.

Les infrastructures ferroviaires et portuaires restent à construire. La coordination des différents éléments du projet (transport, énergie, équipements, main-d'oeuvre) est essentielle pour le démarrage de la production.

Le projet reste en phase de préparation et de construction, avec la mise en production attendue selon le calendrier annoncé.

ULSAN Mining (Mayoko, Niari)

En 2023, le permis d'exploitation du gisement de fer de Mayoko-Moussoundji (Niari) a été attribué à ULSAN Mining Congo SAU, société turque, suite au retrait du permis à Congo Mining (Midus Holding).

En juillet 2024, ULSAN a signé une convention minière avec l'État congolais définissant les conditions d'exploitation et les engagements en matière d'investissements et de développement local.

Le 18 juillet 2025, un accord a été conclu avec le Chemin de fer Congo-Océan (CFCO) pour la réhabilitation et la modernisation de la ligne ferroviaire reliant Mayoko à Pointe-Noire (737 millions d'euros), incluant l'acquisition de locomotives et de wagons pour le transport du minerai.

ULSAN prévoit également la construction d'une fonderie à Pointe-Noire, avec un investissement estimé à 2 milliards USD, afin de transformer localement le minerai de fer. L'exploitation du gisement est réalisable à moyen terme, en fonction des réserves existantes.

La modernisation de la ligne ferroviaire et l'acquisition du matériel roulant représentent un défi logistique important et peuvent entraîner des retards. La construction de la fonderie est un projet ambitieux, dépendant de la mobilisation de financements, de compétences techniques et de ressources importantes.

SAPRO-Mayoko (Mayoko, Niari)

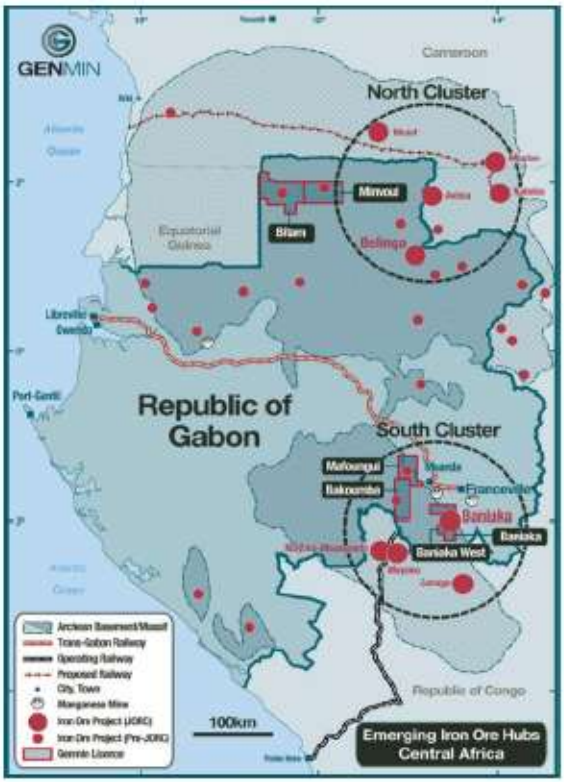
SAPRO Mayoko, filiale du groupe SAPRO, a acquis le projet de Mayoko auprès d'Exxaro Resources en 2016.

Après sa première exportation d'environ 40 000 tonnes en 2019, aucune exportation n'a été réalisée depuis, principalement en raison de l'état dégradé de la voie ferrée du Chemin de fer Congo-Océan (CFCO) reliant Mayoko à Pointe-Noire et des contraintes de financement.

L'entreprise a engagé des discussions avec des partenaires internationaux pour la réhabilitation de cette infrastructure. En mai 2024, des échanges avec le gouvernement algérien ont abouti à des accords visant la reconstruction de la voie ferrée et la formation de techniciens locaux.

SAPRO Mayoko a également signé fin 2023 un accord de financement avec Afreximbank pour augmenter sa production à 4 millions de tonnes par an d'ici 2026.

Le projet partage un enjeu logistique majeur avec ULSAN Mining : la réhabilitation de la ligne CFCO entre Mayoko et Pointe-Noire. La réussite des deux projets dépendra de la coordination des acteurs et de la mise en œuvre effective des infrastructures ferroviaires.





2.1.2.2. Cadre juridique

Le secteur minier congolais est principalement régi par le Code minier, adopté par la Loi n°4-2005 du 11 avril 2005, qui constitue le cadre juridique général applicable à la prospection, la recherche, l'exploitation, la transformation, le transport et la commercialisation des substances minérales.

Ce Code définit :

- les types de titres miniers et leurs conditions d'octroi ;
- les droits et obligations des titulaires ;
- le régime de participation de l'État ;
- les règles fiscales et douanières applicables ;
- les dispositions relatives à l'hygiène, la sécurité, l'environnement et au contenu local.

En 2023, le cadre juridique applicable à l'activité minière comprend les textes ci-après :

TABLEAU 27 : CADRE JURIDIQUE DU SECTEUR MINIER 2023

Année	Réglementation
2023	Arrêté n° 1037 du 23 février 2023 relatif à l'obligation de souscrire une police d'assurance dans l'exercice des activités minières en République du Congo
2022	Loi n° 9-2022 du 11 mars 2022 portant prévention et lutte contre la corruption et les infractions assimilées
2022	Décret n° 2022-467 du 3 août 2022 fixant les modalités de prévention et de gestion des conflits d'intérêts
2021	Règlement n°1/CEMAC /UMAC/CM portant modalités de mise en œuvre de certaines dispositions de la réglementation de changes par les entreprises extractives résidentes du 23 décembre 2021

Année	Réglementation
2021	Règlement n°2/CEMAC/UMAC/CM du 23 décembre 2021, portant insaisissabilité des devises dans le CEMAC des entreprises extractives
2021	Instruction n°6/GR/2021 du 13 décembre 2021, portant les conditions et modalités d'ouverture et de fonctionnement des comptes en devises des entreprises extractives résidentes
2021	Instruction n°7/GR/2021 du 13 décembre 2021, portant Les conditions et modalités de déclaration de domiciliation, de règlement et d'apurement des importations de biens et services des entreprises extractives
2021	Instruction n°8/GR/2021 du 13 décembre 2021, portant les conditions et modalités de déclaration, de domiciliation, de rapatriement et d'apurement des exportations de biens et services des entreprises extractives résidentes
2021	Lettre circulaire n°07/DGEFRI/CCETSR/2021 du 29 décembre 2021, portant la mise en place au siège de la BEAC d'une assistance en ligne à l'attention des entreprises du secteur extractif
2021	Loi n° 37-2021 du 13 août 2021 portant loi de finances rectificative pour l'année 2021
2020	Décret nº 2020-478, du 13 octobre 2020, portant ratification de la Convention entre la République du Congo et la République Populaire de Chine pour l'Élimination de la Double Imposition
2019	Décret n°2019-391 du 28 décembre 2019 portant organisation et fonctionnement de la Haute autorité de lutte contre la corruption
2010	Loi n°7-2010 du 22 juin 2010, régissant l'artisanat en République du Congo
2010	Loi n° 24-2010 du 30 décembre 2010 fixant les taux et les règles de perception des droits sur les titres miniers
2008	Décret n°2008-37 du 22 septembre 2008, fixant les modalités d'application du système de certification du processus de Kimberley
2008	*Décret n° 2008-338 du 22 septembre 2008 portant création et organisation du bureau d'expertise, d'évaluation et de certification des substances minérales précieuses*
2007	*Décret n° 2007-274 du 21 mai 2007 fixant les conditions de prospection, de recherche et d'exploitation des substances minérales et celles d'exercice de la surveillance administrative*
2007	*décret n° 2007-293 du 31 mai 2007 fixant les règles techniques d'exploitation des carrières de géo matériaux*
2005	*Loi n° 4-2005 du 11 avril 2005 portant Code minier*

Le Code minier constitue le fondement réglementaire de la politique minière nationale. Il :

- fixe les conditions de délivrance, de renouvellement et de retrait des titres miniers ;
- définit les catégories de titres (prospection, recherche, exploitation, carrières, artisanat minier);
- encadre la participation de l'État et les obligations financières des entreprises ;
- prévoit un régime fiscal et douanier propre au secteur minier, incluant les redevances, taxes spécifiques et exonérations applicables suivant la phase du projet ;
- établit les normes de sécurité, d'environnement et de gestion des impacts ;
- organise la gestion des substances précieuses selon les normes internationales (Processus de Kimberley).

2.1.2.3. Cadre institutionnel

La gouvernance du secteur minier est assurée par le Ministère des Mines et de la Géologie (MMG), responsable de la définition et de l'exécution de la politique minière, de l'élaboration des textes réglementaires et du contrôle des activités de prospection, de recherche et d'exploitation.

Les principales structures intervenantes sont :

TABLEAU 28 : CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR MINIER 2023

Structures	Prérogatives
Le Ministère des Mines et de la Géologie (MMG)	Selon Décret n°2018-201 du 23 mai 2018, le ministère définit et exécute la politique nationale dans les domaines des mines et de la géologie. Il assure : la promotion du secteur, l'élaboration et l'application des textes légaux et réglementaires, la négociation et le suivi des conventions minières, la coordination avec les partenaires publics/privés, et la supervision des organismes sous tutelle.
Direction Générale des Mines (DGM)	Établie par le Décret n°2018-201, la DGM est l'organe technique chargé du suivi opérationnel des activités minières. Elle : (i) gère le cadastre minier, (ii) instruit les demandes de titres, (iii) contrôle la conformité des opérations minières, (iv) participe aux négociations de conventions, (v) organise le suivi du patrimoine minier, (vi) élabore les statistiques minières et (vii) assure le contrôle environnemental minier.
Direction générale de la géologie et du cadastre minier	Créée par le Décret n°2018-200 du 23 mai 2018, elle est responsable : (i) du développement de la cartographie géologique, (ii) de la collecte et conservation des données géologiques et minières, (iii) de la préparation et mise à jour du cadastre minier, (iv) du contrôle des travaux géologiques, (v) de la certification technique des opérations géologiques, (vi) de la production de cartes géologiques et minières.
Inspection générale des mines et de la géologie -	Organe d'audit et de contrôle interne placé sous l'autorité du MMG. Elle est chargée d'inspecter : les conditions d'exécution des activités minières, la conformité aux réglementations, les performances administratives et techniques, ainsi que la bonne gestion des structures rattachées au ministère.
Secrétariat permanent du Processus de Kimberley	Créé par le Décret n°2008-336 du 22 septembre 2008, il assure la mise en œuvre du Processus de Kimberley au Congo. Ses missions incluent : (i) la coordination nationale du système de certification, (ii) la supervision des exportations de diamants bruts, (iii) l'application des normes internationales, (iv) la transmission des rapports aux instances du PK, (v) le contrôle des flux commerciaux de diamants.
Le Bureau d'Expertise, d'Évaluation et de Certification des Substances Minérales Précieuses (BEEC)	Créé par le Décret n°2008-338 du 22 septembre 2008, il assure : (i) l'expertise et la certification des diamants et autres substances précieuses, (ii) le tri, la classification et l'évaluation des lots, (iii) la délivrance des certificats d'expertise, (iv) la tenue des statistiques, (v) le suivi des transactions financières, (vi) la lutte contre la fraude et la contrebande. Il opère sous supervision du SP-PK conformément au décret n°2008-337.

2.1.2.4. Cadre fiscal

La fiscalité applicable au secteur minier en République du Congo repose sur deux piliers :

1. La fiscalité de droit commun, régie par le Code Général des Impôts (CGI) et le Code des Douanes.
2. La fiscalité minière spécifique, définie par le Code Minier (Loi n°4-2005 du 11 avril 2005) et ses textes d'application, qui encadre les régimes applicables selon les phases d'activité (prospection, recherche, exploitation).

(i) La fiscalité de droit commun

Applicable à toutes les entreprises, elle est régie par :

- le Code Général des Impôts (CGI) ;
- le Code des Douanes.

Elle couvre notamment **l'impôt sur les bénéfices**, la TVA, les retenues à la source sur prestations, les droits de douane et autres taxes parafiscales applicables aux opérateurs économiques.

(ii) La fiscalité minière spécifique

Encadrée par le Code Minier (Loi n°4-2005 du 11 avril 2005) et ses textes d'application, elle introduit un régime fiscal différencié selon les phases d'activité : reconnaissance géologique, prospection/recherche, et exploitation.

- Régime fiscal applicable à la reconnaissance, la prospection et la recherche

Régime	Impôt / avantage	Modalités	Référence légale
Reconnaissance & cartographie	Exonération des droits et taxes	Exonération totale des droits et taxes à l'importation pour les matériels nécessaires aux opérations ; liste fixée par décret.	Art. 149
	Admission temporaire	Importation temporaire des équipements, machines et véhicules approuvés, sans droits ni taxes (exception : redevance informatique).	Art. 150
Prospection & recherche	Alignement sur le régime précédent	Les exonérations des articles 149 et 150 s'appliquent aux matériels de prospection et de recherche.	Art. 151

Ces mesures visent à réduire les coûts initiaux de mobilisation dans des phases non productives à haut risque géologique.

- **Régime fiscal applicable à l'exploitation minière et aux carrières**

Instrument fiscal	Modalités	Référence
Droits fixes	Applicables à l'attribution, au renouvellement, à la cession et à la mutation des titres miniers de prospection, de recherche et d'exploitation. Les taux sont définis par la Loi n°24-2010.	Loi n°24-2010
Redevance superficiaire	Basée sur la superficie du titre et la durée de validité ; due par les titulaires de permis de recherche ou d'exploitation.	Loi n°24-2010

Instrument fiscal	Modalités	Référence
Redevance minière	Calculée sur la valeur marchande « carreau mine ». Taux fixes selon la nature de la substance : • Métaux précieux et pierres précieuses : 5 % • Substances minérales ordinaires : 3 % • Substances catégorie 6 : 1 % • Substances catégorie 7 : 5 %	Art. 157
Taxe sur les géo-matériaux	Taxe parafiscale destinée à la reconstitution des gisements, perçue sur les exploitants de carrières ; recouvrée par le Trésor.	—

L'ensemble de ces taxes et redevances est liquidé en numéraire par les services fiscaux en collaboration avec l'administration centrale des mines, puis mis en recouvrement par le Trésor public.

➢ Régimes conventionnels dérogatoires

Plusieurs sociétés minières ont conclu en 2014 et 2015 des conventions minières approuvées par le Parlement, dont principalement :

- SOREMI : Convention minière approuvée par loi n° 39-2021 du 23 septembre 2021. Titulaire des permis d'exploitation de polymétaux de Boko-Songho et Yanga-Koubanza (décret 2014).
- MPD Congo : Titulaire du permis d'exploitation Zanaga (décret n°2014-443 du 12 août 2014). La convention minière signée en 2014 est approuvée par loi n° 15-2016 du 29 avril 2016.
- Sangha Mining détentrice désormais les permis d'exploitation suivants, retirés à Congo Iron, Congo Mining et Core Mining :
  - ✓ Avima : décret n°2020-645 du 30 novembre 2020 – retiré à Core Mining
  - ✓ Badondo : décret n°2020-646 du 30 novembre 2020 – retiré à Congo Mining
  - ✓ Nabeba : décret n°2020-647 du 30 novembre 2020 – retiré à Congo Iron

  La convention minière de Sangha Mining a été ratifiée par plusieurs lois publiées au Journal Officiel le 18 mai 2022 : *Loi n°21-2022 : convention Avima, loi n°22-2022 : convention Badondo et loi n°23-2022 : convention Nabeba*
- Luyuan des Mines : Titulaire du permis Mboukoumassi (décret n°2015-103 du 13 janvier 2015) et du décret complémentaire n°2015-981 du 7 décembre 2015.
- COMINCO (membre FedMines), permis Hinda
- Sintoukola Potash (membre FedMines)
- NewCo Mining
- SAPRO Mayoko

En tant que lois de la République, ces conventions :

- prévalent sur le Code Minier, le CGI et le Code des Douanes lorsque leurs dispositions sont contraires ;
- instaurent des régimes fiscaux et douaniers stabilisés, souvent plus attractifs ;

- fixent des taux, exemptions, méthodes de calcul et conditions qui diffèrent du régime de droit commun.

Ces régimes négociés constituent un cadre fiscal contractuel, distinct du cadre légal général, et expliquent la coexistence de plusieurs régimes fiscaux dans le secteur minier congolais.

2.1.2.5. Réformes 2023

Les principales réformes adoptées en 2023 et pertinentes pour le secteur minier sont les suivantes :

(i) Réformes législatives et environnementales

- Loi n°33-2023 du 17 novembre 2023 portant gestion durable de l'environnement : Renforce le cadre de conformité environnementale applicable aux projets miniers (EIES, mesures de mitigation, sanctions).
- Loi n°4-2023 du 19 avril 2023 portant création du Centre d'Excellence d'Oyo pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (CEO) : Contribue à l'intégration progressive des questions énergétiques dans les activités extractives.

(ii) Réformes fiscales générales applicables au secteur

- Loi 77-2022 – Loi de finances 2023, art. 39–40 : limitation des appuis financiers de l'État aux personnes de droit public.
- Article 461 ter (nouveau) du CGI : possibilité de compenser les crédits d'impôts validés avec la dette fiscale du contribuable (TVA, impôts directs).

2.1.3. **L'exploitation** minière artisanale

(i) Cadre juridique et réglementaire

Le cadre juridique et réglementaire de l'EMAPE s'inscrit dans le dispositif général du secteur minier, avec des textes spécifiques pour l'artisanat, les substances précieuses et la protection de l'environnement. Les principaux instruments sont :

Texte	**Objet principal en lien avec l'artisanat minier**
Loi n°4-2005 du 11 avril 2005 portant Code minier	Définit l'artisanat minier (art. 38–44), les procédures d'autorisation d'exploitation artisanale, les règles relatives à la détention, la circulation, le commerce et la transformation des substances minérales précieuses (art. 78–90), ainsi que les obligations environnementales applicables (art. 128–130).
Loi n°24-2010 du 30 décembre 2010	Fixe les taux et règles de perception des droits sur les titres miniers (y compris ceux utilisés pour l'artisanat et la petite mine).
Décret n°2007-274 du 21 mai 2007	Précise les conditions de prospection, de recherche et d'exploitation des substances minérales et les modalités de surveillance administrative.
Décret n°66/91 du 26 février 1966	Règlemente la fabrication des ouvrages en or, notamment pour la transformation et le commerce de l'or.

Texte	Objet principal en lien avec l'artisanat minier
Loi n°7-2010 du 22 juin 2010	Régit l'artisanat en République du Congo : définit la qualité d'artisan, les modalités d'exercice, les services d'appui et le régime de protection sociale, applicables à l'orpaillage artisanal.
Loi n°003/91 du 23 avril 1991	Loi-cadre sur la protection de l'environnement : s'applique à l'orpaillage du fait de ses impacts sur l'eau, les sols, la faune, la flore et les établissements humains.

En théorie, l'EMAPE est donc soumise à un corpus juridique relativement complet (titres, commerce des substances précieuses, artisanat, environnement), mais l'effectivité de l'application de ces dispositions reste limitée.

(ii) Cadre institutionnel

La gestion du sous-secteur artisanal implique plusieurs administrations :

Acteur	Rôle principal
Ministère des Mines et de la Géologie	Chef de file du secteur, délivrance des autorisations artisanales, orientation de la politique minière (Décret n°2009-395).
Direction Générale des Mines (DGM)	Organe technique central : applique la réglementation, suit les activités minières, contribue à l'instruction des demandes d'autorisations artisanales, consolide (en principe) les données de production, de paiements et d'exportation.
Direction de la Petite Mine et de **l'Artisanat Minier (DPMAM)**	Direction spécialisée au sein de la DGM : encadre spécifiquement la petite mine et l'artisanat minier, suit les autorisations délivrées, appuie l'organisation des exploitants artisanaux et devrait contribuer à la collecte de données sur la production et les flux.
Centre de Recherches Géologiques et Minières (CRGM)	Appui scientifique, cartographie et données géologiques.
Bureau d'Expertise, d'Évaluation et de Certification des Substances Minérales Précieuses (BEEC)	Expertise et certification de l'or et des diamants : tri, évaluation, certification des lots, établissement des certificats, tenue de statistiques et contrôle des transactions relevant du Processus de Kimberley.
Secrétariat Permanent du Processus de Kimberley (KPCS)	Coordonne la mise en œuvre du Processus de Kimberley pour les diamants bruts : orientation, supervision et coordination des activités de certification et de traçabilité.

(iii) Régime fiscal et douanier

Le régime applicable à l'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE) relève principalement du droit commun, sauf lorsqu'une convention spécifique (Art. 98 du Code Minier) accorde des avantages limités (Art. 164).

Principes généraux

- Régime fiscal standard : En l'absence de convention, l'EMAPE est soumise aux impôts et taxes de droit commun (IS/IRPP, TVA, Patente, etc.), conformément à l'Article 165 du Code Minier et au Code Général des Impôts.
- **Taxe d'orpaillage** : Confirmée par le PAN Or, mais son cadre légal détaillé (modalités de calcul et recouvrement) reste peu centralisé.
- Redevance minière : Le prélèvement spécifique principal applicable aux métaux et pierres précieuses est la redevance ad valorem de 5 % sur la valeur carreau mine.
- Droits de sortie : Les exportations artisanales de substances précieuses sont soumises à un droit de sortie de 4 % sur la valeur en douane.

Le tableau ci-dessous résume les principales impositions applicables aux titulaires d'autorisations artisanales ou de petites mines (conformément à l'Article 165 du Code Minier).

Type d'Imposition	Dénomination (Impôt/Taxe/Redevance)	Taux	Assiette / Base de Calcul	Référence Légale Principale
Droits Fixes (Redevances de Titre)	Redevance superficiaire annuelle	Pour les titres d'exploitation des petites mines et carrières : Taux spécifique prévu au Code Minier (CM)	Superficie couverte par le titre (en FCFA/km²/an)	Art. 165 et Titre VII (Fiscalité) du CM
Redevances Minières	Redevance Minière *ad valorem*	5% pour les Métaux et Pierres Précieuses (Or, Diamant, etc.)	La valeur marchande carreau mine du minerai extrait	Art. 165 et Art. 248 du CM
Taxes Communales	Taxe d'Orpaillage (pour l'Or)	Fixé par les collectivités locales (communales ou municipales)	L'activité d'orpaillage	Plan d'Action National (PAN) pour l'extraction minière artisanale et à petite échelle de l'or
Impôts sur les Revenus	Impôt sur les Sociétés (IS)	28% (Taux de droit commun, applicable en l'absence de régime spécifique)	Bénéfice imposable de l'entreprise	Art. 165 du CM et Code Général des Impôts (CGI)
Impôts sur les Revenus	Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques (IRPP)	Barème progressif du droit commun	Revenu imposable de l'exploitant artisanal (personne physique)	CGI
Taxes sur la Consommation	Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	Taux de droit commun (souvent 18%)	Opérations imposables (ventes de substances, services, etc.)	CGI
Droits Douaniers	Droits de Sortie (DS) / Taxe à l'Exportation	4% (pour les substances précieuses artisanales)	La valeur en douane des substances	Art. 165 du CM et Loi de Finances (annuelle)

Type d'Imposition	Dénomination (Impôt/Taxe/Redevance)	Taux	Assiette / Base de Calcul	Référence Légale Principale
			précieuses (diamant, or, argent, etc.) exportées	
Autres Taxes (Droit Commun)	Taxe Professionnelle (Patente)	Selon le barème du droit commun	Chiffre d'affaires ou autres critères	CGI

(iv) **Exercice de l'activité**

L'article 40 du Code minier prévoit que :

- toute personne physique ou groupe de personnes congolaises majeures peut solliciter une **autorisation d'exploitation artisanale** auprès de l'autorité centrale des mines ;
- l'autorisation est délivrée après enquête, pour une superficie et une durée déterminées ;
- une **carte d'exploitant artisanal** est délivrée, avec des modalités fixées par voie réglementaire ;
- l'autorisation est valable trois ans, renouvelable une fois pour une nouvelle période de trois ans.

En pratique, peu d'informations sont disponibles sur le nombre d'autorisations délivrées, le respect des conditions d'exploitation et la tenue des registres-journaux au niveau des sites.

(v) **Plan d'Action National (PAN)** – Orpaillage

Dans le cadre de la Convention de Minamata sur le mercure (ratifiée le 6 août 2019), la République du Congo met en œuvre un Plan **d'Action National (PAN)** pour l'extraction minière artisanale et à petite échelle de l'or, financé par le Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM).

Les principaux constats du PAN sont :

- environ 5 275 mineurs recensés sur 221 sites d'orpaillage ;
- une activité importante mais faiblement organisée, marquée par l'enclavement des sites (infrastructures routières et de communication dégradées) ;
- une prédominance de structures informelles, avec peu de formalisation des flux physiques et financiers.

Le PAN a donné lieu à des missions de terrain, des groupes de discussion et des campagnes de sensibilisation visant à mieux identifier les acteurs, les risques environnementaux (notamment liés au mercure) et les besoins de structuration du secteur.

(vi) Contrôle des activités

➢ Or

- L'article 42 du Code minier impose aux titulaires d'autorisations artisanales de tenir un registre-journal des quantités extraites.
- Ce registre doit être visé et contrôlé périodiquement par l'autorité administrative centrale des mines.

Dans le cadre de ce rapport, il n'a pas été possible de vérifier la tenue effective de ces registres, ni la fréquence des contrôles.

➢ Diamant

- Le décret n°2008-337 du 22 septembre 2008, relatif au système de certification du Processus de Kimberley, confère aux inspecteurs des mines le pouvoir de contrôler toutes les opérations portant sur les diamants bruts.
- Les exploitants (artisans ou industriels) doivent être détenteurs de titres ou cartes valides et tenir des registres détaillés des transactions.

La mise en œuvre effective de ces dispositions n'a pas pu être confirmée pour l'année 2023, faute d'informations disponibles.

(vii) Commercialisation

➢ Or artisanal

Selon le PAN, la commercialisation de l'or artisanal se caractérise par :

- une concentration des transactions **directement sur les sites d'extraction** ;
- une prédominance des **chefs d'équipes et bijoutiers locaux**, qui maîtrisent les circuits de vente ;
- environ 85,6 % des ventes effectuées sur les sites, principalement à des acheteurs locaux ou des intermédiaires ;
- des achats directs par des étrangers marginalement signalés (environ 2 % des transactions).

Pour les **exportations formelles d'or**, la procédure requiert :

1. une demande adressée au BEEC ;
2. une vérification administrative et technique des lots ;
3. l'expertise et l'évaluation de l'or ;
4. la certification (incluant les exigences de traçabilité et de conformité) ;
5. l'escorte sécurisée des lots jusqu'à l'embarquement.

La conformité effective des flux d'or artisanal à cette procédure n'a pas pu être vérifiée dans le cadre du présent rapport.

➢ Diamant artisanal

Selon le dernier rapport disponible sur la mise en œuvre du Processus de Kimberley (2017) :

- seules les entités agréées par l'État sont habilitées à exporter les diamants bruts ;
- une traçabilité complète depuis les sites d'extraction jusqu'au BEEC est exigée ;
- les diamants sont scellés et accompagnés d'un certificat Kimberley, attestant leur légalité et leur non-provenance de zones de conflit ;
- avant l'exportation, les détails du colis sont communiqués à l'autorité du pays importateur.

(viii) Statistiques disponibles

Les données disponibles illustrent le caractère incomplet et parfois contradictoire de l'information sur le secteur artisanal.

➢ Or

- En 2023, l'administration minière n'a reporté **aucune exportation d'or artisanal**.
- Selon les données de COMTRADE, les exportations d'or du Congo ont atteint 457,4 kg, pour une valeur de 622 millions USD en 2023, dont plus de 98 % étaient destinées aux Émirats arabes unis. D'après les clarifications de la DGM, ces flux correspondent pour l'essentiel à des **réexportations d'or en provenance des pays voisins**, et non à la production nationale.

➢ Diamant

- Pour 2023, l'administration minière rapporte une production et des exportations de 18 ,5 carats, pour une valeur de 8 100 USD.
- Les données du Processus de Kimberley pour 2023 indiquent une production de 4 074 carats (320 224 USD) pour seulement 18,5 carats exportés (8 100 USD), tandis que les données COMTRADE font état de flux entrants vers le Congo totalisant environ 381 000 carats (plus de 9 millions USD).

  Selon les clarification fournies par la DGM, toutes les quantités de diamants produites ne sont pas forcément exportés pour la simple raison que la valeur de ce dernier dépend essentiellement de sa qualité. Seuls les 18,50 carats présentaient une grande valeur marchande, le reste de la production qui avait une faible valeur marchande est resté stocké dans les **comptoirs d'achats et donc non exporté**. À cet effet, il n'existe pas de disparité entre les données de la DGM et du processus Kimberly. Concernant la disparité avec les données COMTRADE, la DGM réfute ces données, précisant que la capacité de production artisanale du pays ne peut, en aucun cas, générer les volumes déclarés.

(ix) Données collectées dans le cadre du présent rapport

Dans le cadre du présent exercice ITIE, la DGM a été invitée à renseigner un formulaire spécifique sur le secteur artisanal (Annexe 18), couvrant notamment :

- l'identification des acteurs ;
- la cartographie des sites ;
- la production et les exportations ;
- les revenus et paiements ;
- l'emploi.

Ce formulaire n'a pas été complété et aucune donnée n'a été transmise. En conséquence, l'analyse repose principalement sur des sources documentaires externes (PAN, rapports internationaux, études spécialisées) plutôt que sur des données officielles consolidées.

2.1.4. Secteur forestier

2.1.4.1. Contexte[6]

Le secteur forestier constitue historiquement l'un des piliers de l'économie congolaise, avant l'essor pétrolier. Il demeure aujourd'hui un secteur majeur, représentant environ 5,3 % du PIB (Banque mondiale, 2016), et positionne le pays parmi les producteurs importants de bois tropicaux (grumes, avivés, contreplaqués).

➢ Types de formations forestières

La République du Congo possède trois grands ensembles forestiers :

- **Forêt sempervirente de l'Ouest**, fortement exploitée et parfois dégradée, dominée par l'Okoumé et l'Ozigo.
- Forêt dense humide centrale, la plus étendue du pays, riche en essences telles que Azobé, Acajou, Aiélé, Ayous.
- Forêt semi-décidue du Nord-Est, comportant notamment Limba, Wengé, Ayous.

➢ **Ressource forestière et dynamiques d'exploitation**

- La couverture forestière représente 23,5 **millions d'hectares** (soit 65 % du territoire).
- **14,67 millions d'hectares** sont attribués en concessions forestières.
- Environ 300 essences sont recensées, mais une cinquantaine seulement présentent une valeur commerciale significative.
- Les forêts de plantation couvrent 71 000 ha, avec une croissance soutenue ces dernières années, notamment via les nouveaux projets industriels.

➢ Organisation du domaine forestier

- Domaine forestier privé : forêts situées sur des propriétés privées ou plantations établies dans le domaine non permanent de l'État.

➢ Domaine forestier domanial :

- Non-permanent : zones destinées à un usage multiple (exploitation artisanale, agriculture, etc.).
- Permanent : zones classées, comprenant notamment les Unités Forestières **d'Aménagement (UFA)**.

Le nouveau Code forestier (Loi n°33-2020) introduit les **Unités d'exploitation domestique (UED)** destinées à approvisionner le marché local, remplaçant les anciennes unités forestières d'exploitation dans le Sud, afin de faciliter l'accès des petits exploitants.

[6] Source: Timber Trade Portal

➢ Dynamique de production et industrialisation

Le massif forestier septentrional, riche en essences nobles, constitue depuis les années 1970 la principale zone de production. Malgré :

- l'interdiction progressive des exportations de grumes (Loi 33-2020),
- la décision de la CEMAC (2020) limitant la sortie des bois non transformés,

la transformation locale demeure limitée. L'industrie reste dominée par :

- le sciage,
- le déroulage,
- la production de contreplaqués.

L'intégration de la seconde et troisième transformation, pourtant visée par les réformes en cours, demeure encore marginale.

➢ Cartographie

La Carte du couvert forestier en République du Congo en 2023, se présentent comme suit :

Figure 6 : Couvert forestier en République du

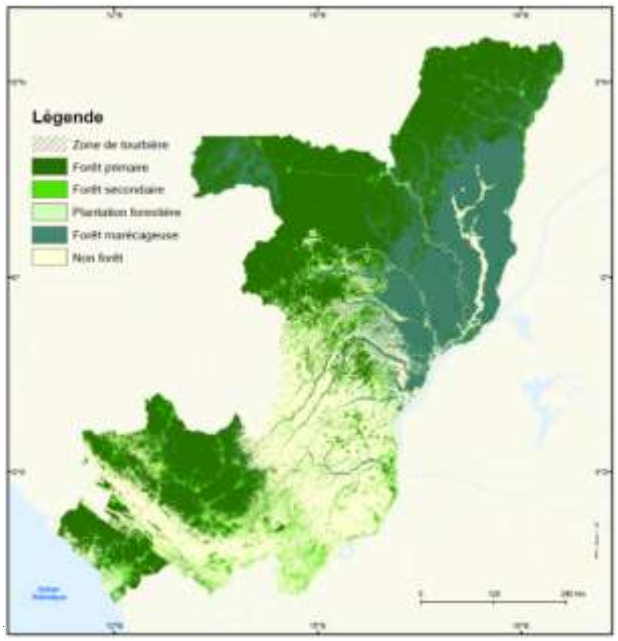
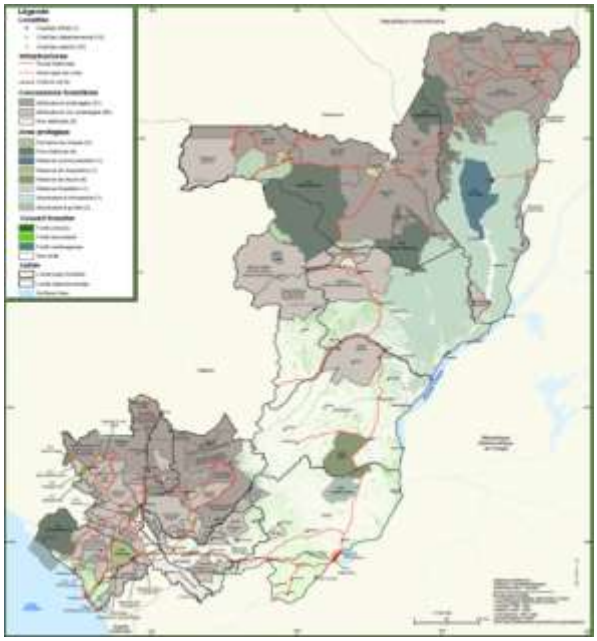


Figure 7 : Carte des concessions forestières et aires



➢ La politique forestière de la République du Congo (2014-2025) :

La politique forestière 2014-2025 constitue le cadre stratégique national pour la gestion durable des forêts. Elle vise à :

- renforcer la sécurité juridique du secteur forestier ;
- préserver la biodiversité et les services écosystémiques ;
- promouvoir le développement durable des zones forestières ;
- intégrer les enjeux climatiques, notamment via le processus REDD+ ;

- encourager la gestion participative, impliquant administrations, secteur privé, communautés locales et partenaires internationaux ;
- favoriser les partenariats public-privé pour dynamiser la filière ;
- **accroître l'apport économique et social** de la forêt dans les régions concernées.

Cette politique met un accent particulier sur la cohérence entre utilisation des ressources, conservation, exploitation industrielle et gouvernance du secteur.

➢ Accord de partenariat volontaire **avec l'Union** Européenne :

La République du Congo a signé en 2010 un Accord de Partenariat Volontaire (APV-FLEGT) avec l'Union européenne, entré en vigueur en 2013. Cet accord vise à :

- **garantir la légalité du bois exporté vers l'UE**,
- renforcer la gouvernance forestière,
- améliorer la transparence et la traçabilité dans toute la chaîne d'approvisionnement.

Dans ce cadre, les autorités congolaises ont mis en place :

- un système national de vérification de la légalité, couvrant les opérations d'exploitation, de transport, de transformation et d'exportation ;
- un **système d'autorisation FLEGT**, délivré aux entreprises respectant l'ensemble des réglementations applicables ;
- un système national de traçabilité, interconnecté avec les entreprises forestières et couvrant le suivi depuis la récolte jusqu'à l'exportation.

Les rapports annuels produits conjointement par les parties congolaise et européenne assurent le suivi des engagements du Congo dans la mise en œuvre de l'APV.

2.1.4.2. Cadre juridique

Le cadre juridique du secteur forestier en République du Congo repose sur un ensemble de lois et de règlements successifs qui encadrent la gestion, l'exploitation, la transformation, la conservation et la commercialisation des produits forestiers.

Les principaux textes en vigueur en 2023 sont présentés dans le tableau suivant.

TABLEAU 29 : CADRE JURIDIQUE DU SECTEUR FORESTIER 2023

Année	Réglementation
2023	*Loi n° 26- 2023 15 septembre 2023 du portant création du centre national d'inventaire et d'aménagement des ressources forestières et fauniques*
2023	*Le décret n° 2023-116 du 3 avril 2023 portant organisation, composition et fonctionnement de la commission interministérielle de validation des études d'inventaires des ressources forestières et des études complémentaires*
2023	*Loi n° 4-2023 du 19 avril 2023 portant Création du Centre d'Excellence d'Oyo pour les Énergies Renouvelables et l'Efficacité Énergétique (CEO)*

Année	Réglementation
2023	*Décret n° 2023-118 du 4 avril 2023 déterminant les modalités d'exercice du consentement libre, informé et préalable en matière de classement d'une forêt*
2023	*Décret n° 2023-117 du 4 avril 2023 portant attributions, composition et fonctionnement de la commission forestière*
2020	*Loi N° 33-2020 portant le nouveau code Forestier définitivement adoptée le 8 juillet 2020 (**)*
2013	*Décret n°2013-219 du 30 mai 2013, portant organisation du Ministère de l'Économie Forestière et du Développement Durable (MEFDD)*
2012	*Décret n°2012-1155 du 09 novembre 2012, relatives aux attributions du Ministre de l'Économie Forestière et du Développement Durable*
2009	*Loi n°14 – 2009 du 30 décembre 2009 modifiant certaines dispositions de la loi n°16 – 2000 du 20 novembre 2000 portant Code forestier*
2008	*Loi n°37-2008 du 28 novembre 2008 sur la faune et les aires protégées*
2002	*Décret n°2002-436 du 31 décembre 2002 portant attributions, organisation et fonctionnement du Service de Contrôle des Produits Forestiers à l'Exportation (SCPFE)*
2002	*Décret 2002- 437 du 31 décembre 2002 qui fixe les conditions de gestion et d'utilisation des forêts*
2000	*loi n°16-2000 du 20 novembre 2000 portant ancien code forestier*

2.1.4.3. Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel du secteur forestier repose principalement sur le Ministère de l'Économie Forestière (MEF) et plusieurs structures techniques chargées de la gestion, du contrôle, de la planification et de la régulation du domaine forestier. Les missions essentielles de ces institutions sont présentées ci-après.

TABLEAU 30 : CADRE INSTITUTIONNEL DU SECTEUR FORESTIER 2023

Structure	Base légale / Références	Prérogatives principales
Ministère de **l'Économie** Forestière (MEF)	Décret n°2012-1155 du 9 novembre 2012	• Mise en œuvre de la politique nationale en matière d'économie forestière et de développement durable. • Gestion et préservation du patrimoine forestier, de la faune et des ressources en eau. • Élaboration et suivi de la réglementation forestière. • Supervision des plans d'aménagement forestier et des projets sectoriels. • Contrôle de l'application des règles forestières. • Coopération avec les organismes nationaux et internationaux spécialisés.
Direction Générale **de l'Économie** Forestière (DGEF)	Décret n°98-175 du 12 mai 1998	• Instance technique centrale du MEF. • Conception et application de la politique forestière. • Coordination des directions techniques. • Suivi de l'exécution des programmes et projets forestiers. • Promotion des études sectorielles. • Gestion documentaire et archivage forestier.

Structure	Base légale / Références	Prérogatives principales
Direction du Fonds Forestier (DFF)	Décret n°2013-219 du 30 mai 2013 ; Décret n°2002-434 du 31 décembre 2002	Gestion financière du secteur forestier, incluant : • Préparation et exécution du budget du Fonds forestier. • Suivi des recettes et encaissements au Trésor. • Supervision de la répartition des recettes selon les décisions du comité de gestion. • Appui à la planification budgétaire du MEF. • Contrôle de la conformité des dépenses financées par le Fonds. Financement des actions suivantes : • Inventaires forestiers et fauniques. • Aménagement sylvicole et protection des forêts. • Régulation des exportations de produits forestiers. • Gestion des aires protégées. • Conservation des sols, bassins versants et plans d'eau.
Service de Contrôle des Produits Forestiers à **l'Exportation** (SCPFE)	Loi n°16-2000 du 20 novembre ; Décret n°2002-436	• Contrôle des exportations de bois et produits forestiers. • Vérification de la conformité des produits destinés à l'exportation. • Surveillance du marché international du bois. • Gestion des quotas, autorisations et déclarations d'exportation. • Production de statistiques régulières sur les flux exportés.

2.1.4.4. Cadre fiscal

La fiscalité applicable aux activités forestières repose sur :

1. le régime de droit commun, issu du Code Général des Impôts ;
2. la fiscalité forestière spécifique, régie en pratique par l'ancien Code forestier (loi n°16-2000), faute de mise en œuvre du Code forestier de 2020.

(i) Fiscalité de droit commun

TABLEAU 31 – FISCALITÉ FORESTIÈRE (DE DROIT COMMUN) APPLICABLE

Type d'Imposition	Dénomination	Taux (en l'absence de régime dérogatoire)	Assiette / Base de Calcul	Référence Légale
Impôt sur les Résultats	Impôt sur les Sociétés (IS)	28,00%	Bénéfice net réalisé par la société au cours de l'exercice fiscal.	Code Général des Impôts (CGI)
Impôt sur les Revenus (pour les particuliers)	Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques (IRPP)	Barème progressif	S'applique aux exploitants individuels ou aux salaires/revenus des dirigeants/employés.	Code Général des Impôts (CGI)
Taxe sur la Consommation	Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	Taux normal : 18%	Chiffre d'affaires hors taxes réalisé sur les ventes de produits transformés sur le marché local et les prestations de services imposables.	Code Général des Impôts (CGI)

Type d'Imposition	Dénomination	Taux (en l'absence de régime dérogatoire)	Assiette / Base de Calcul	Référence Légale
Taxes Locales/Diverses	Taxe Professionnelle (Patente)	Variable, selon le chiffre d'affaires et la nature de l'activité.	Calculée sur la base de critères tels que le chiffre d'affaires, la valeur locative des locaux, et la puissance installée.	Code Général des Impôts (CGI)
Impôts sur les Salaires	Impôt sur les Traitements et Salaires (ITS)	Barème progressif	Retenu à la source sur les traitements, salaires, indemnités et émoluments versés au personnel.	Code Général des Impôts (CGI)

(ii) Régime actuellement appliqué – Code forestier 2000

En l'absence des textes d'application du Code forestier 2020, les sociétés forestières demeurent soumises au régime de la loi n°16-2000 et à ses arrêtés d'application.

TABLEAU 32 – FISCALITÉ FORESTIÈRE SPÉCIFIQUE APPLICABLE (RÉGIME 2000)

Impôt / Taxe	Référence légale	**Modalités d'application**
Taxe de superficie	Arrêté n°6382 du 31/12/2002	Due annuellement par les titulaires de concessions. Paiement échelonné selon la série de production (concessions aménagées) ou la superficie totale (non aménagées). Montant : 250–500 FCFA/ha, selon la distance au port d'embarquement.
Taxe d'abattage	Arrêté n°6378 du 31/12/2002	Calculée sur la production déclarée (valeurs FOB/FOT). Taux : 5–7 % depuis 2017, ajusté selon la zone forestière et la distance au port. S'applique à tout fût abattu, même non commercialisable.
Taxe sur les produits forestiers accessoires	Loi n°16-2000	Taxe forfaitaire fixée par tarif selon le type de produit.
Taxe de déboisement	Arrêté n°6378 du 31/12/2002	Due pour toute activité entraînant la destruction du domaine forestier. Montant proportionnel au coût de reconstitution d'une superficie équivalente. Paiement préalable à la délivrance de l'autorisation de déboisement.

(iil) Régime prévu mais non appliqué (Code forestier 2020)

La loi n°33-2020 a réformé le dispositif fiscal forestier, mais **aucune modalité d'exécution** n'a été publiée (absence de décrets et de dispositions en lois de finances).

TABLEAU 33– INSTRUMENTS FISCAUX PRÉVUS PAR LE CODE FORESTIER 2020

Instrument fiscal	Référence	**État de mise en œuvre**
Taxe de superficie	Art. 111	Taux et modalités à fixer par la loi de finances non prévus
Taxe d'abattage	Art. 111	Non prévu
Taxe sur les produits forestiers non ligneux	Art. 111	Non prévu

Instrument fiscal	Référence	État de mise en œuvre
Taxe de déboisement	Art. 111	Non prévu
Taxe d'occupation	Art. 111	Non prévu
Taxe de résidus	Art. 111	Non prévu
Taxe à l'importation	Art. 111	Non prévu
Taxe à l'exportation	Art. 111	Non prévu
Redevance annuelle de concession	Art. 103	Fixée par contrat : aucun dispositif publié
Taxe sur la vente des crédits carbone forestiers	Art. 185	Prévue mais modalités non définies

En l'absence de textes d'application du Code forestier 2020 :

- le régime fiscal réellement appliqué en 2022-2023 demeure celui du Code forestier de 2000 et des arrêtés de 2002.
- Les instruments prévus par la loi n°33-2020 restent non opérationnels, ce qui limite l'évolution de la fiscalité forestière et la mobilisation des recettes sectorielles.

2.1.4.5. Réformes 2023

Les réformes engagées en 2023 dans le secteur forestier se structurent autour de trois axes : (i) la mise en place d'un nouveau régime économique dans la filière bois, (ii) l'application de l'interdiction des exportations de grumes prévue par le Code forestier 2020, et (iii) le renforcement du cadre légal, institutionnel et fiscal.

(i) Projet de loi sur le régime de partage de production des grumes (2023)

Validé en Conseil des ministres en octobre 2023, ce projet vise à opérationnaliser le Code forestier (loi n°33-2020). Il introduit un mécanisme de partage de production entre l'État et les exploitants, basé sur les revenus annuels et les coûts cumulés, avec une part étatique comprise entre 20 % et 60 %, après un droit au sol de 15 %.

Le texte prévoit également la création d'un **EPIC chargé de gérer et commercialiser la part de l'État**.

À fin 2023, il n'était pas encore adopté (source : Rapport annuel APV-FLEGT 2023).

(ii) **Interdiction d'exportation des grumes** – entrée en vigueur 2023

Conformément au Code forestier 2020 (loi n°33-2020) et à une décision de la CEMAC de 2020, la République du Congo a entamé en 2023 l'interdiction progressive d'exportation des grumes, afin de :

- renforcer la valeur ajoutée locale ;
- favoriser la transformation (sciage, déroulage, contreplaqué) ;
- limiter l'exportation de matières premières brutes ;
- soutenir l'emploi industriel.

Cette mesure marque une étape significative dans l'industrialisation de la filière bois.

(iii) Autres réformes du secteur forestier en 2023

Elles ont concerné le renforcement du cadre légal, la création d'organes spécialisés et l'introduction d'ajustements fiscaux ou économiques liés à la gouvernance forestière.

TABLEAU 34– AUTRES RÉFORMES DU SECTEUR FORESTIER EN 2023

Catégorie	Référence	Objet / portée
Cadre légal	Loi n°33-2023 du 17 nov. 2023	Renforcement des obligations de gestion durable, EIES et conformité environnementale.
	Décret n°2023-118 du 4 avril 2023	Modalités du consentement libre, informé et préalable (CLIP) pour le classement des forêts.
Cadre institutionnel	Loi n°26-2023 du 15 sept. 2023	Création du Centre national d'inventaire et d'aménagement des ressources forestières et fauniques.
	Décret n°2023-116 du 3 avril 2023	Organisation de la commission interministérielle de validation des inventaires forestiers.
	Loi n°4-2023 du 19 avril 2023	Création du Centre d'Excellence d'Oyo (énergies renouvelables et efficacité énergétique).
	Décret n°2023-117 du 4 avril 2023	Attributions et fonctionnement de la commission forestière.
Fiscalité générale	Loi 77-2022 (LF 2023), art. 39-40	Limitation des appuis financiers de l'État aux personnes de droit public.
	Loi 77-2022 (LF 2023), art. 461 ter	Compensation des crédits d'impôts avec la dette fiscale.

2.1.5. Décentralisation fiscale

2.1.5.1. Cadre juridique de la décentralisation

La décentralisation en République du Congo est encadrée par la Constitution de 2015 (art. 125, 209–211), qui consacre la libre administration des collectivités locales et renvoie à la loi pour définir leurs compétences et leurs ressources.
Ce cadre est complété par :

- la loi n°9-2003 fixant les orientations fondamentales de la décentralisation, notamment son régime financier (art. 17–18) ;
- la loi n°3-2003 relative à l'organisation administrative du territoire.

Bien qu'un cadre juridique solide existe, l'autonomie financière des collectivités demeure limitée, celles-ci dépendant largement des transferts de l'État.

2.1.5.2. Régime financier des collectivités territoriales

Les ressources locales se composent de deux catégories : les taxes collectées directement et les **recettes transférées par l'État**.

(i) Taxes collectées directement

Les collectivités perçoivent certaines taxes locales prévues par le CGI et la loi n°9-2003, parmi lesquelles:

- la taxe d'occupation du domaine public ;
- la taxe professionnelle (Patente) ;
- la taxe d'orpaillage dans les zones d'exploitation artisanale ;
- quelques taxes forestières accessoires (ex. PFNL).

Toutefois, leur rendement reste faible. Le **Plan d'Action National pour l'Exploitation Minière Artisanale et à Petite Échelle de l'or (PAN Or, 2019)** indique que 92 % des orpailleurs ne paient aucune taxe communale. Ces recettes demeurent donc marginales et difficilement traçables.

(ii) **Recettes extractives transférées par l'État**

Les entreprises extractives ne versent aucun paiement direct aux collectivités. Les recettes pétrolières, gazières, minières ou forestières sont perçues par la Direction Générale du Trésor, puis redistribuées conformément aux lois de finances.

➢ Hydrocarbures

Le seul mécanisme opérationnel concerne la redevance superficiaire :

- 2/3 sont affectés au Fonds de Développement des Collectivités Locales (FDCL) ;
- le FDCL redistribue 40 % à la collectivité concernée et 60 % aux autres. *(LFR 2021 ; LF 2022)*

➢ Forêt

Le Code forestier 2020 (art. 112) prévoit que certaines taxes—PFNL, taxe d'occupation et une part de la taxe de superficie—reviennent aux collectivités et communautés locales. Cependant, ces dispositifs ne sont **pas encore pleinement mis en œuvre** :

- seule l'affectation de 50 % de la taxe de superficie forestière au FDCL est effectivement appliquée ;
- les autres taxes restent sans modalités opérationnelles.

Le reste des taxes forestières alimente le Fonds forestier, géré au niveau central.

➢ Mines

Le Code minier (2016) ne prévoit aucune redistribution locale des recettes minières, qui sont intégralement centralisées.

2.1.5.3. Implications pour l'ITIE

Les collectivités ne reçoivent pas directement de paiements des entreprises extractives. Les seuls transferts infranationaux relevant de l'ITIE concernent :

- la redevance superficiaire pétrolière ;
- la taxe de superficie forestière affectée au FDCL.

- Les taxes locales directement collectées telles la taxe d'orpaillage sont peu significatives, faiblement recouvrées et insuffisamment documentées.

Ainsi, le système de décentralisation financière reste fortement centralisé, avec des mécanismes de transfert infranationaux limités et partiellement opérationnels.

2.1.6. Cadre de la lutte contre la corruption

2.1.6.1. Cadre juridique et politique

(i) Conventions internationales et régionales ratifiées :

La République du Congo est partie à plusieurs instruments internationaux encadrant la lutte contre la corruption, le blanchiment et les infractions assimilées :

- Convention des Nations Unies contre la corruption (CNUCC) – ratifiée le *1er novembre 2006* ;
- Convention **de l'Union Africaine sur la prévention et la lutte contre la corruption** – ratifiée le *27 octobre 2008* ;
- Règlement CEMAC n°1/ CEMAC / UMAC / CM relatif à la prévention et la répression du blanchiment des capitaux, du financement du terrorisme et de la prolifération.

Ces engagements régionaux et internationaux constituent la base de la coopération juridique et institutionnelle du Congo en matière de lutte contre la corruption.

(ii) Cadre législatif national

Le cadre juridique est régi par une série de textes législatifs et réglementaires, notamment :

TABLEAU 35 : CADRE JURIDIQUE DE LA LUTTE CONTRE LA CORRUPTION

Référence	Objet / Modalités
Loi n°9-2022 du 11 mars 2022	Texte central de prévention et de lutte contre la corruption et les infractions assimilées. Renforce la transparence, l'intégrité dans la vie publique, la déclaration du patrimoine et la coopération internationale.
Code pénal	Définit et sanctionne les infractions : corruption active et passive, détournement de fonds publics, enrichissement illicite, concussion, abus de biens sociaux.
Loi n°74-2022 du 16 août 2022	Loi d'orientation sur le développement durable. Intègre dans la responsabilité sociétale des entreprises l'obligation de contribuer à la lutte contre la corruption et la fraude.
Loi n°10-2021 du 19 mai 2021	Création et organisation de la Commission Nationale de Lutte contre la Corruption et la Concussion (CNLCC).
Décret n°2021-382 du 2 décembre 2021	Organisation et fonctionnement de l'ANIF-Congo, cellule de renseignement financier chargée de la lutte contre le blanchiment de capitaux et le financement du terrorisme.

Référence	Objet / Modalités
Loi organique relative à la Cour des comptes et de discipline budgétaire	Renforce les mécanismes de contrôle des finances publiques, ainsi que la sanction des fautes de gestion.

2.1.6.2. Cadre Institutionnel

Le dispositif institutionnel de lutte contre la corruption en République du Congo repose sur plusieurs organes spécialisés, investis de missions complémentaires allant de la prévention au contrôle, à l'enquête et aux sanctions. Les principales institutions sont présentées dans le tableau ci-après.

TABLEAU 36 : CADRE INSTITUTIONNEL DE LA LUTTE CONTRE LA CORRUPTION

Structure	Attribution
HALC (Haute Autorité de Lutte Contre la Corruption)	Organe indépendant chargé de la prévention, de la détection et de l'investigation des faits de corruption dans l'administration et dans le secteur privé. Elle succède à l'ancienne CNLCC mais sa base juridique spécifique reste attendue. Elle conduit des enquêtes administratives, reçoit les dénonciations, et promeut l'intégrité et la transparence publique.
ANIF (Agence Nationale d'Investigation Financière)	Cellule de renseignement financier dotée d'une autonomie administrative et financière (décret n°2021-382). Elle centralise les déclarations d'opérations suspectes, analyse les flux financiers à risque, et transmet ses rapports aux autorités judiciaires et administratives compétentes dans le cadre de la lutte contre le blanchiment des capitaux et le financement du terrorisme (LCB/FT).
Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire (CCDB)	Institution constitutionnelle de contrôle extérieur des finances publiques. Elle réalise des audits des comptes de l'État, des établissements publics et des entreprises publiques ; sanctionne les fautes de gestion ; et contribue à la prévention de la corruption. Une réforme de sa loi organique a été examinée en 2023 pour renforcer son indépendance et sa capacité d'action.
Autorité de Régulation des Marchés Publics	Organe chargé du contrôle de la régularité et de la transparence des procédures de passation des marchés publics. Elle veille au respect des règles de concurrence, examine les recours, et contribue à la prévention des risques de collusion et de corruption dans les achats de l'État.
Inspection Générale de l'État	Service rattaché à la Présidence ou au Gouvernement (selon les décrets en vigueur). Elle assure le contrôle administratif, évalue la performance des services publics, détecte les irrégularités de gestion et formule des recommandations correctives.
Parquet et juridictions compétentes	Le ministère public et les juridictions pénales sont compétents pour poursuivre et juger les infractions de corruption, concussion, détournement de fonds, blanchiment de capitaux et infractions assimilées, conformément au Code pénal et à la Loi n°9-2022.
Cellules ministérielles de lutte contre la corruption	Présentes dans plusieurs ministères, elles assurent la prévention interne, supervisent l'application des mesures sectorielles anticorruption, appuient la détection d'irrégularités et participent à la mise en œuvre du plan d'action national anticorruption (Loi n°9-2022).

2.1.6.3. États des lieux de la lutte contre la corruption

(i) Performances selon les indicateurs internationaux

En 2023, la République du Congo a obtenu 22/100 à l'Indice de Perception de la Corruption (IPC) de Transparency International, soit **une progression d'un point** par rapport à 2022. Le pays se situe au 158e rang sur 180.

Cette évolution positive, bien que modeste, traduit une dynamique d'amélioration progressive de l'environnement institutionnel. Toutefois, le niveau du score reste inférieur à la moyenne mondiale et indique que la corruption demeure un enjeu important de gouvernance publique.

(ii) Absence d'une stratégie nationale formellement adoptée

À ce stade, la République du Congo ne dispose pas encore d'une Stratégie Nationale de Lutte contre la Corruption officiellement adoptée et publiée. La Haute Autorité de Lutte contre la Corruption (HALC), créée pour renforcer le dispositif national, a notamment pour mission de proposer un tel cadre stratégique et d'en assurer la coordination après validation.

Dans l'attente de ce document de référence, les interventions en matière de prévention et de détection reposent principalement sur les dispositifs existants et les réformes engagées ces dernières années.

(iii) Enjeux observés

Les informations disponibles indiquent que, malgré les avancées institutionnelles et législatives récentes (loi n°9-2022, réforme de la CCDB, renforcement de l'ANIF), plusieurs défis structurels subsistent, notamment :

- la formalisation attendue du cadre stratégique national ;
- la nécessité d'une coordination plus intégrée entre les institutions ;
- des capacités techniques et opérationnelles encore en consolidation dans certains organes de contrôle ;
- des risques persistants dans des secteurs sensibles, dont les industries extractives.

Ces éléments montrent qu'un renforcement continu des dispositifs existants demeure pertinent.

2.1.6.4. Lutte contre la corruption dans le secteur extractif

Les secteurs pétrolier, gazier, minier et forestier jouent un rôle central dans l'économie congolaise, ce qui les expose à des risques accrus de corruption et de conflits d'intérêts. Le cadre national combine dispositifs institutionnels, exigences sectorielles et initiatives de transparence visant à limiter ces risques.

(i) Dispositifs institutionnels et de transparence

La lutte contre la corruption dans les secteurs extractifs repose sur plusieurs mécanismes complémentaires :

- CN-ITIE Congo : assure la transparence des flux extractifs, la divulgation des bénéficiaires effectifs et, depuis la Norme ITIE 2023, la publication des politiques anticorruption des entreprises.
- HALC : autorité indépendante chargée de coordonner les actions anticorruption, de mener des investigations administratives et de proposer des réformes.
- Ministères sectoriels (Hydrocarbures, Mines, Économie forestière) : inspections techniques, contrôle de la conformité administrative, fiscale et environnementale.

(ii) Exigences sectorielles spécifiques

Les trois codes sectoriels comportent des dispositions explicites destinées à prévenir la fraude, les conflits d'intérêts et la manipulation des données opérationnelles ou financières :

- Hydrocarbures (Code 2016)
  - Sanctions pour fausses déclarations, falsification de documents et exploitation non autorisée (art. 201-205).
  - Règles de transparence sur les coûts pétroliers, prohibition de la surfacturation entre affiliés (art. 206).
  - Possibilité de retrait de titre en cas de fraude ou d'atteinte aux intérêts économiques de l'État (art. 200).
  - Sanctions pour entrave au contrôle de l'administration (art. 202).
- Mines (Code 2005)
  - Nullité des titres obtenus par fraude ou fausses déclarations.
  - Retrait ou suspension en cas de non-respect des obligations légales, fiscales ou environnementales.
  - Obligations de tenue de registres dans l'exploitation artisanale et contrôle renforcé du Processus de Kimberley pour les diamants.
- Forêts (Code 2020)
  - Obligation de traçabilité complète des produits forestiers.
  - Infractions pour exploitation illégale, falsification ou non-respect des plans d'aménagement.
  - Sanctions en cas de transactions irrégulières ou absence de documents de légalité.

(iii) Résultats du questionnaire adressé aux entreprises extractives

Un questionnaire a été transmis aux entreprises pétrolières, minières et forestières afin d'évaluer l'existence et la publication de leurs politiques anticorruption. Les résultats montrent une forte hétérogénéité selon les secteurs. Les réponses détaillées figurent en Annexe 1.

a). Principaux enseignements

- **Existence d'une politique anticorruption**
  - Hydrocarbures : les compagnies internationales (ENI, TotalEnergies, Perenco, Petronor/CONGOREP, SONAREP, Hemla) déclarent disposer d'une politique. Plusieurs sociétés nationales ou régionales, dont la SNPC, n'ont pas répondu.
  - Mines : seules SINTOUKOLA POTASH S.A et COMINCO (Kropz plc) déclarent une politique ; les autres opérateurs n'ont pas communiqué (NC).
  - Forêt : aucune entreprise n'a fourni d'information.
- Publication de la politique
  - Politiques publiques pour ENI, TotalEnergies, HEMLA EP.
  - Absence d'information ou de publication pour la majorité des entreprises restantes.
- Propriété effective et transparence (BE/GAFI)
  - Prise en compte déclarée uniquement par TotalEnergies, ENI et SINTOUKOLA POTASH S.A.
  - Aucun renseignement pour les autres opérateurs.

b). Lecture générale

Les compagnies internationales affichent des dispositifs anticorruption structurés et souvent publics. À l'inverse, les entreprises locales, en particulier la SNPC et la plupart des entreprises minières et forestières, n'ont pas communiqué d'informations, révélant un manque de formalisation ou de divulgation des mécanismes anticorruption.

Ce décalage souligne la nécessité d'un renforcement des pratiques de conformité, notamment pour les **entreprises d'État**, conformément aux exigences de transparence et de gouvernance de la Norme ITIE 2023.

2.1.6.5. Sources de vulnérabilité dans les chaînes de valeur extractives et forestières

Les informations disponibles dans les analyses internationales mettent en lumière plusieurs zones de vulnérabilité structurelle susceptibles d'affecter l'intégrité et la performance des chaînes de valeur pétrolière, minière et forestière.

(i) Points de fragilité transversaux identifiés

Le profil de gouvernance sectorielle publié par GAN Integrity[7] relève que les secteurs pétrolier, forestier, minier et du bois présentent des facteurs de vulnérabilité pouvant conduire à des pertes de recettes, en particulier lors de l'attribution des droits, du suivi opérationnel et de la gestion des flux financiers.

[7] *Source : GAN Integrity – Republic of the Congo Country Profile (November 2020).*

(ii) Gestion et contrôle dans le secteur forestier

Selon le Timber Legality Risk Dashboard[8] de Forest Trends, les ONG continuent de signaler des irrégularités et défis de conformité dans la gestion forestière. Ces constats mettent en évidence :

- des difficultés persistantes liées à la traçabilité,
- la qualité variable des documents de légalité,
- et des écarts possibles entre les règles et leur application sur le terrain.

(iii) Vulnérabilités dans la commercialisation internationale

Les informations issues du Ministère public de la Confédération suisse (MPC/OAG)[9] confirment que la phase de commercialisation internationale constitue un point de vulnérabilité important dans la chaîne de valeur pétrolière.

En septembre 2023, le MPC a **déposé un acte d'accusation** contre un ancien employé d'un négociant international, en lien avec des **paiements illicites visant à faciliter l'accès à des cargaisons de pétrole** de la République du Congo. Ce cas judiciaire illustre que, dans certains contextes, les opérations de trading peuvent exposer les États producteurs à des risques de pratiques non conformes, notamment dans la négociation et l'attribution des cargaisons.

(iv) Lecture consolidée

De manière générale, les trois sources convergent pour signaler des zones de vigilance dans la chaîne de valeur, notamment :

- la transparence et la régularité dans l'attribution des droits,
- la fiabilité des données opérationnelles et de production,
- la robustesse des mécanismes de traçabilité et de contrôle,
- la conformité dans les opérations de commercialisation internationale.

Ces éléments soulignent l'importance des mesures de prévention, de transparence et de contrôle prévues dans la Norme ITIE 2023, ainsi que le rôle central de la publication des politiques anticorruption, de la propriété effective et des informations sur la chaîne de valeur.

2.1.7. Transition énergétique

2.1.7.1. Engagements nationaux en matière de climat

La République du Congo a révisé sa Contribution Déterminée au niveau National (CDN) en 2021 dans le cadre de l'Accord de Paris. Elle fixe des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) par rapport au scénario de référence 2017 :

- **D'ici 2025** : –17,09 % (inconditionnel) et –39,88 % (conditionnel).
- **D'ici 2030** : –21,46 % (inconditionnel) et –32,19 % (conditionnel).

[8] Source : *Forest Trends – Timber Legality Risk Dashboard (September 2021).*
[9] *Source : Ministère public de la Confédération suisse (Septembre 2023)*

La CDN couvre les secteurs Énergie, PIUP, Agriculture, Forêts/AFAT, et Déchets, qui concentrent l'essentiel des émissions nationales.

2.1.7.2. Politiques Énergétiques liées au secteur extractif

Le Congo place la transition énergétique au cœur de sa stratégie de développement, en s'appuyant sur le potentiel hydroélectrique, la réduction du torchage et le développement du gaz :

- **Production et accès à l'électricité**[10]
  - Objectif de porter la capacité installée à **1 500 MW d'ici 2030**.
  - Potentiel hydroélectrique estimé à 27 000 MW, dont 1 % seulement valorisé.
  - Adoption d'un Pacte national énergétique pour élargir l'accès à l'électricité à près de 6 millions de Congolais d'ici 2030.
- Réduction du torchage

Le Congo s'est engagé à éliminer le **torchage routinier d'ici 2030**, conformément à la CDN et au Décret n°2022-1856. Les opérateurs pétroliers, dont la SNPC, développent des solutions de:

- récupération et compression du gaz associé ;
- alimentation électrique interne (ex. gaz Kundji) ;
- valorisation via projets GNL et FLNG.

- Adaptation des infrastructures

La CDN (2021) prévoit l'intégration des risques climatiques dans les normes techniques de construction des infrastructures énergétiques.

- **Stratégie GNL d'Eni et partenariat énergétique (2023)**

Eni a conclu en 2023 un contrat de long terme avec la coentreprise Marine XII portant sur 4,5 milliards m³/an de GNL, avec :

- Phase 1 (2024) : Tango FLNG – 1 bcm/an
- Phase 2 (2025) : 2e FLNG – 3,5 bcm/an

Ce projet contribue à :

- porter la part du gaz à **60 % de la production amont d'Eni** d'ici 2030 ;
- doubler ses volumes contractuels de GNL à **18 Mt/an d'ici 2026** ;
- renforcer sa présence sur les marchés asiatiques.

- **Centre d'Excellence d'Oyo pour les Énergies Renouvelables (CEO)**

Créé par la loi n° 4-2023, il appuie la formation, la recherche et le développement des énergies renouvelables en République du Congo et en Afrique centrale.

---

[10] *Source : Energy Capital & power*

➢ Mesures prises par SNPC[11]

- Mise en œuvre du projet Eco-Zamba (50 000 ha de forêt), visant la génération de crédits carbone et l'appui à la neutralité carbone nationale.
- Développement de projets gaz - électricité dans les bassins de Kundji et Mengo-Kundji-Bindi (MKB).
- Utilisation accrue de systèmes de monitoring du torchage et d'optimisation énergétique.
- Investissements prévus dans des projets liés à **l'hydrogène naturel et l'hélium**, considérés comme leviers de transition énergétique.

2.1.7.3. Mesures d'atténuation prévues dans la CDN

La Contribution Déterminée au niveau National (CDN) de la République du Congo identifie un ensemble de mesures prioritaires d'atténuation, représentant un investissement total estimé à 4,395 milliards **USD d'ici 2030**. Ces actions couvrent le développement des énergies renouvelables, l'efficacité énergétique, la valorisation du gaz naturel et le renforcement des infrastructures hydroélectriques.

(i) Développement des énergies renouvelables

Les principaux projets prévus visent à diversifier le mix énergétique et réduire les émissions du secteur électrique :

- Solaire photovoltaïque (réseau principal) :600 MW installés en 2025 ; 625 MW en 2030.
- Mini-hydroélectricité (hors réseau) :5 MW en 2025 ;10 MW en 2030.
- Éolien on-shore :3 MW en 2025 ;10 MW en 2030.
- Biomasse-énergie :12 MW de cogénération à partir de résidus de biomasse.

(ii) Efficacité énergétique

Les mesures d'efficacité énergétique ciblent principalement la réduction de la consommation domestique et l'amélioration du réseau électrique :

- Distribution de 200 000 poêles améliorés en 2025, puis 275 000 en 2030.
- Réduction des pertes techniques dans le réseau de transport et de distribution.
- Introduction d'environ 350 000 ampoules LED en 2025, puis 450 000 en 2030.

(iii) Développement et modernisation hydroélectrique

Le Congo dispose d'un potentiel hydroélectrique estimé à 3,9 GW, dont seulement 5 % est exploité. Les priorités identifiées incluent :

- Réhabilitation de la centrale de Moukoukoulou (74 MW), actuellement partiellement opérationnelle.

[11] *Source: Rapport SNPC 2023*

- Poursuite du développement de nouveaux projets hydroélectriques, encore en phase préliminaire.

TABLEAU 37 : CENTRALES HYDROELECTRIQUES EN REPUBLIQUE DU CONGO[12]

Nom de l'installation	Statut	Capacité nominale (mégawatts)
Imboulou	En exploitation	120
Moukoulou	En exploitation	74
Djoué	À l'arrêt	19
Chollet	En développement	600
Murala	En développement	150
Koeumbali	En développement	150
Loufoulakari	En développement	50

(iv) Valorisation du gaz naturel

La politique de monétisation du gaz vise à réduire le torchage et à renforcer la sécurité énergétique :

- Modernisation continue de l'infrastructure électrique alimentée au gaz.
- Diminution des pénuries d'électricité grâce à une meilleure valorisation du gaz associé produit dans les champs pétroliers.

2.1.7.4. Production électrique, accès et diversification du mix

En 2021, 50 % de la population congolaise avait accès à l'électricité (Banque mondiale[13]). Les disparités restent marquées : 67 % en zone urbaine contre 12 % en zone rurale, où le déficit d'infrastructures demeure le principal obstacle.

Évolution du mix électrique

La hausse de la capacité installée au cours des dernières années provient principalement du gaz naturel, grâce à la mise en service des centrales[14] :

- Djéno (CED) en 2007,
- Congo (CEC) en 2010,
- ainsi que leurs extensions.

[12] *U.S. Energy Information Administration, International Energy Statistics database, accessed February 5, 2024. Atlas of Africa Energy Resources, United Nations Environment Programme, 2017, pg. 242. Manuel Tricard,*
[13] *World Bank Group, World Bank Open Data Portal, accessed February 13, 2024. Atlas of Africa Energy Resources, United Nations Environment Programme, 2017, pg. 244.*
[14] *"The Integrated energy access project in Congo," Eni company website, accessed February 13, 2024*

Construites par Eni, ces centrales valorisent le gaz associé des champs de M'Boundi et Marine XII et contribuent à la réduction du torchage. Eni a également modernisé une partie du réseau de transport et de distribution, notamment autour de Pointe-Noire.

2.1.7.5. Financement climat et partenariats internationaux

La mise en œuvre des engagements climatiques de la République du Congo repose largement sur l'accès aux financements internationaux. Selon la CDN révisée, les besoins pour les mesures d'atténuation sont estimés à **4,395 milliards USD d'ici 2030**, dont 97,86 % relèvent de financements conditionnels extérieurs (4,301 milliards USD). La contribution nationale inconditionnelle demeure limitée à 2,14 % (94 millions USD).

Le Congo mobilise ces ressources à travers plusieurs partenariats bilatéraux et multilatéraux, notamment :

- **l'Initiative pour la Forêt de l'Afrique Centrale (CAFI)**, appuyant les politiques de gestion durable des forêts et de lutte contre la déforestation ;
- des coopérations techniques et financières avec les agences onusiennes, banques multilatérales et partenaires régionaux pour soutenir l'électrification, l'efficacité énergétique et la gouvernance du secteur forestier.

Ces partenariats constituent un levier essentiel pour la concrétisation des engagements pris dans le cadre de l'Accord de Paris.

2.1.8. Tarification carbone

La République du Congo progresse vers l'intégration du coût du carbone dans ses politiques publiques, bien qu'aucun mécanisme formel de tarification (taxe carbone ou marché d'échange) ne soit encore en place. En 2023, un atelier national de renforcement des capacités sur l'inventaire des émissions de GES a été organisé afin d'améliorer la qualité des données climatiques et d'appuyer la planification des politiques de réduction des émissions.

(i) Mécanismes existants liés au carbone

Domaine	Avancées et mécanismes
Crédits carbone REDD+ / Forêts	Le Congo a signé en 2021 un accord avec le FCPF de la Banque mondiale pour la rémunération des réductions d'émissions issues de la lutte contre la déforestation et la dégradation des forêts.
Programmes de financement carbone	• Programme Sangha-Likouala (PRE-SL) : versement attendu d'environ 8,37 M USD au titre des réductions d'émissions. • Projet pilote « Hifor » dans le Parc Nouabalé-Ndoki : génération de crédits carbone, bénéfices partagés entre communautés, État et gestionnaires du parc.
Intégration du coût carbone	Des travaux interministériels (planification, budget, environnement) recommandent d'intégrer systématiquement le coût carbone dans l'évaluation des projets et investissements publics.

(ii) Enjeux et limites actuelles

À ce jour, aucun instrument national de tarification du carbone (taxe carbone, marché carbone domestique ou quota sectoriel) n'est appliqué aux entreprises extractives ou énergétiques. Toutefois, la CDN révisée en 2021 prévoit une intégration progressive du coût du carbone dans les politiques économiques et sectorielles, notamment dans les secteurs les plus émetteurs.

(iii) Dispositifs sectoriels existants assimilés à des coûts carbone implicites

Bien qu'ils ne constituent pas une tarification formelle, plusieurs obligations sectorielles imposent déjà aux entreprises des coûts liés à la réduction des émissions :

- Code des hydrocarbures :
  - obligation d'études d'impact environnemental et social avant toute opération ;
  - réduction des émissions fugitives, notamment via l'élimination progressive du torchage ;
  - mise en œuvre de plans de gestion environnementale et de réhabilitation des sites.

Ces exigences introduisent de facto une internalisation partielle du coût carbone, en contraignant les opérateurs à intégrer les externalités environnementales dans leurs dépenses d'exploitation.

2.2. Octroi des licences et des contrats

2.2.1. Secteur des hydrocarbures

2.2.1.1. **Processus d'attribution ou de transfert des licences**

Le Code des hydrocarbures (Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016) encadre l'octroi des titres pétroliers. Toute activité pétrolière nécessite une autorisation préalable ou la conclusion d'un contrat pétrolier approuvé par les autorités compétentes.

(i) Types de licences des hydrocarbures

Le Code distingue trois catégories principales de titres, présentées ci-après :

TABLEAU 38 : TYPES DE LICENCES DES HYDROCARBURES

Types	Définition	Durée	Droits conférés
Autorisation de prospection	Travaux préliminaires non exclusifs visant à identifier des indices d'hydrocarbures (principalement géophysique). Délivrée par arrêté du Ministre des hydrocarbures.	1 an, prorogeable une ou plusieurs fois pour la même durée.	Droit non exclusif de prospection. Autorisation ni cessible ni transmissible.
Permis de recherche	Travaux d'exploration approfondis, nécessitant un décret pris en Conseil des ministres. Attribué après appel d'offres, sauf accords inter-étatiques ou raisons de souveraineté.	4 ans, renouvelable deux fois pour 3 ans.	Droit d'effectuer des recherches et essais de production ; hydrocarbures extraits librement utilisables. Permis cessible et transmissible sous approbation préalable.

Types	Définition	Durée	Droits conférés
Permis ***d'exploitation***	Extraction et développement du gisement, délivré par décret en Conseil des ministres après enquête technique.	20 ans, prorogeable une fois pour 5 ans.	Droit immobilier cessible et transmissible sous approbation. Autorise également la construction de canalisations.

(ii) Modalités **d'attribution**

En l'absence de décret d'application du Code 2016, le Décret n°2008-15 du 11 février 2008 demeure applicable pour la procédure d'attribution.

Les principales règles prévues par l'article 9 du Code 2016-28 sont :

- Les titres sont attribués exclusivement à la société nationale (SNPC).
- Pour constituer le contracteur, la SNPC peut être associée à d'autres sociétés sélectionnées :
  - **soit par appel d'offres**,
  - soit, à titre exceptionnel, de gré à gré.
- Les modalités détaillées de constitution du contracteur doivent être fixées par décret en Conseil des ministres (non encore publié).

Ces dispositions positionnent la SNPC au centre du système d'octroi, conformément au modèle de participation étatique renforcée introduit par le Code 2016.

(iii) Modalités de transfert

Selon l'article 120 du Code :

- Chaque membre du contracteur peut céder tout ou partie de ses intérêts participatifs dans le contrat pétrolier, ainsi que les droits et obligations correspondants.
- La cession est **soumise à l'approbation préalable** du Ministre des hydrocarbures.
- La demande d'approbation doit obligatoirement inclure :
  - l'identité du cessionnaire,
  - la démonstration de ses capacités techniques et financières.

La cession ne devient effective qu'après approbation formelle.

2.2.1.2. Critères techniques et financiers

L'évaluation des capacités techniques et financières des entreprises souhaitant obtenir ou transférer des titres pétroliers repose sur le Code des hydrocarbures (2016) et le Décret n°2008-15, qui reste applicable faute de décret d'application du nouveau code.

(i) **Critères appliqués lors des attributions par appel d'offres**

a) Procédure d'appel d'offres

Selon les articles 5, 19 et 20 du Décret n°2008-15, l'administration des hydrocarbures lance un appel **d'offres restreint**, publié dans la presse nationale et internationale. L'avis doit préciser :

- la zone concernée ;
- les dates de retrait et de dépôt des dossiers ;
- les droits de retrait des dossiers ;
- la garantie couvrant l'ensemble des engagements du programme de recherche ;
- la loi applicable et les règles contractuelles ;
- les informations destinées aux soumissionnaires.

Le dossier de soumission comprend quatre blocs d'exigences :

1. Profil du soumissionnaire

- capital social et actionnariat ;
- expérience technique ;
- ressources humaines et équipements ;
- bilans et comptes certifiés des trois derniers exercices ;
- litiges en cours et risques financiers associés.

2. Mémorandum technique

- engagements financiers pour l'exécution du programme de travaux ;
- description des travaux prévus (géophysique, forage, etc.) ;
- dépenses minimales à réaliser durant la période initiale de 4 ans ;
- travaux antérieurement réalisés sur la zone.

3. Termes économiques, financiers et juridiques

- montant des bonus ;
- régime fiscal proposé ;
- type de contrat (CPP ou autre) ;
- mécanisme de partage de production ;
- modalités de remboursement des coûts pétroliers ;
- provisions pour investissements diversifiés et abandon ;
- projets sociaux et formation du personnel de l'administration.

4. Étude d'impact environnemental

b) Évaluation des offres

Un **Comité interministériel d'évaluation**, institué par arrêté du Ministre des hydrocarbures, assure le dépouillement et la sélection. Les réunions sont consignées dans un procès-verbal.

- Critères techniques
  - expérience en travaux pétroliers ;
  - qualité du programme minimum de travaux ;
  - engagements de transfert de connaissances.
- Critères financiers
- engagements financiers : bonus, programme social, part profit-oil de la République ;
- solidité financière (bilans des trois derniers exercices) ;
- cohérence entre engagements financiers et programme technique.
- Absence de pondération

La réglementation ne fixe pas de système de notation ou de pondération. Les critères restent donc interprétés au cas par cas par l'administration.

- Participation nationale obligatoire

Selon l'article 143 du Code 2016 :

- chaque contracteur doit inclure au moins 15 % de participation privée nationale ;
- minimum 25 % dans les contrats de continuation d'exploitation.

Cependant, les textes n'indiquent pas clairement si les entreprises nationales sont soumises aux mêmes critères techniques et financiers que les entreprises internationales.

- Exigences de garanties

L'article 48 du Code 2016 impose, sauf dérogation du Ministre des hydrocarbures, pour chaque membre du contracteur :

- une lettre de garantie de la maison mère, ou
- une garantie bancaire à première demande.

Les textes ne précisent pas si cette garantie doit être fournie **avant ou après l'attribution**.

c) Décision, publication et contractualisation

- Les résultats du dépouillement sont publiés dans la presse locale et internationale.
- Le soumissionnaire retenu négocie le contrat pétrolier sous la supervision du Ministre des hydrocarbures, avec participation de la SNPC.
- Le permis entre en vigueur à la date du décret d'attribution publié au Journal officiel (maximum 30 jours après le dépouillement).

Le titulaire doit être une entreprise de droit congolais et ne peut démarrer les opérations qu'après signature d'un CPP ou contrat de services.

(ii) Attribution de gré à gré

Pour les attributions directes :

- le Décret n°2008-15 ne prévoit pas de procédure détaillée ni de critères techniques ou financiers spécifiques ;
- le Code 2016 évoque seulement des « conditions exceptionnelles » justifiant un gré à gré ;
- aucun mécanisme de transparence ou d'évaluation formalisée n'est défini.

(iii) Critères techniques et financiers lors des transferts

L'article 120 du Code 2016 impose que toute cession d'intérêts participatifs soit pré-approuvée par le Ministre des hydrocarbures. La demande doit inclure :

- identification du cessionnaire ;
- description de ses capacités techniques et financières ;
- conditions économiques de l'opération (prix, modalités de paiement, documentation).

En phase d'exploration, le cessionnaire doit aussi fournir la garantie prévue à l'article 48 (lettre de garantie ou garantie bancaire).

Comme pour les attributions, aucun critère détaillé n'est précisé dans les textes (ni dans les Codes 2016/1994, ni dans le Décret 2008-15). Les conditions d'évaluation des transferts restent donc définies au cas par cas par l'administration.

2.2.1.3. Informations relatives aux bénéficiaires des licences octroyées ou transférées

Pour l'exercice 2023, Les bénéficiaires des licences sont détaillés dans le répertoire pétrolier présenté en annexe 29 du présent rapport. Aussi, les données déclarées par la Direction générale **de l'Amont** Pétrolier (DGAP) dans son formulaire de déclaration ITIE 2023, permettent de documenter les opérations réalisées durant l'année.

Attributions et bénéficiaires des licences en 2023

Les principales opérations d'attribution enregistrées en 2023 sont synthétisées ci-après. Dans tous les cas recensés, la SNPC intervient comme partie nationale au titre des obligations du Code des hydrocarbures.

1) Permis d'Exploitation :

- Décret n°2023-71 du 1er mars 2023 – Partenaire : SNPC – Opérateur : AMMAT – Champ : Zatchi III – Date d'attribution : 01/03/2023
- Décret n°2023-72 du 1er mars 2023 – Partenaire : SNPC – Opérateur : AMMAT – Champ : Loango III – Date d'attribution : 01/03/2023
- Décret n°2023-73 du 1er mars 2023 – Partenaire : SNPC – Opérateur : Olive Energy – Champ : Tilapia II – Date d'attribution : 01/03/2023.

2) Permis d'Exploration :

- Décret n°2023-74 du 1er mars 2023 – Partenaire : SNPC – Opérateur : Dingheng Mining Co – Champ : Nanga II – Date d'attribution : 01/03/2023.
- Décret n°2023-75 du 1er mars 2023 – Partenaire : SNPC – Opérateur : Dingheng Mining Co – Champ : Nanga IV – Date d'attribution : 01/03/2023

Informations sur les cessions d'intérêts participatifs approuvées en 2023

Le 27 juin 2023, les sociétés Eni Congo et Perenco ont conclu un contrat cadre portant sur la cession par Eni Congo de l'ensemble de ses intérêts participatifs détenus dans les permis Likouala, Foukanda II, Ikalou/Ikalou Sud, Mwafi II, Djambala II, Awa Paloukou.

Toutes ces cessions ont été approuvées par le Ministre des hydrocarbures, le 19 septembre 2023, en se basant sur les dispositions des articles 120 et suivants de la loi n° 28-2016 du 12 octobre 2016 portant code des hydrocarbures.

Permis	Caractéristiques
Permis Likouala	Type de permis : Exploitation Attribution : Décret n°2010-497 du 1er juillet 2010 Superficie : 63,45 Km2 Date de signature du contrat cadre de cession : 27 juin 2023 **Date d'approbation du contrat cadre de cession** par le Ministre des hydrocarbures : 19 septembre 2023 **Date de prise d'effet de la cession** : 12 mars 2024 Composition du Contracteur suite à la cession : ✓ Congorep (65%) Titulaire et Opérateur ✓ Perenco Congo (35%)
Permis Foukanda II	Type de permis : Exploitation Attribution : Décret n°2005-309 du 20 juillet 2005, prorogé par décret n° 2020- 598 du 20 novembre 2020 Superficie : 47,47 Km² Date de signature du contrat cadre de cession : 27 juin 2023 **Date d'approbation du contrat cadre de cession** par le Ministre des hydrocarbures : 19 septembre 2023 **Date de prise d'effet de la cession** : 12 mars 2024 Composition du Contracteur suite à la cession : ✓ SNPC (15 %) : Titulaire du permis ✓ Perenco Congo (85%) : Opérateur
Permis Mwafi II	Type de permis : Exploitation Attribution : Décret n°2014-190 du 30 avril 2014 Superficie : 27,5 Km² Date de signature du contrat cadre de cession : 27 juin 2023 **Date d'approbation du contrat cadre de cession** par le Ministre des hydrocarbures : 19 septembre 2023 **Date de prise d'effet de la cession** : 12 mars 2024 Composition du Contracteur suite à la cession : ✓ SNPC (34 %) : Titulaire du permis ✓ Perenco Congo (58%) : Opérateur ✓ AOGC (8%) : Partenaire

Permis	Caractéristiques
Permis Djambala II	Type de permis : Exploitation Attribution : Décret n°2014-188 du 20 juillet 2005 Superficie : 39,44 Km² Date de signature du contrat cadre de cession : 27 juin 2023 **Date d'approbation du contrat cadre de cession** par le Ministre des hydrocarbures : 19 septembre 2023 **Date de prise d'effet de la cession** : 12 mars 2024 Composition du Contracteur suite à la cession : ✓ SNPC (40 %) : Titulaire du permis ✓ Perenco Congo (50%) : Opérateur ✓ AOGC (10%) : Partenaire
Permis Awa Paloukou	Type de permis : Exploitation Attribution : Décret n°2014-188 du 20 juillet 2005 Superficie : 394,44 Km² Date de signature du contrat cadre de cession : 27 juin 2023 **Date d'approbation du contrat cadre de cession** par le Ministre des hydrocarbures : 19 septembre 2023 **Date de prise d'effet de la cession** : 12 mars 2024 Composition du Contracteur suite à la cession : ✓ SNPC (40 %) : Titulaire du permis ✓ Perenco Congo (50%) : Opérateur ✓ AOGC (10%) : Partenaire

La cession par Eni Congo de ses participations dans les six permis pétroliers (Likouala, Foukanda II, Ikalou/Ikalou Sud, Mwafi II, Djambala II, Awa Paloukou) à Perenco s'inscrit dans la stratégie d'Eni de se concentrer sur ses actifs jugés "non-essentiels" au Congo (comme les développements majeurs de gaz et de GNL).

Valeur Globale Estimée : La valeur de cette transaction est estimée à environ 300 millions de dollars américains (USD)[15], incluant une contrepartie ferme et conditionnelle, sous réserve des ajustements habituels.

Concernant l'impact financier de cette transaction en 2023 : Des clarifications détaillées sur les retombées financières substantielles pour l'État et l'opérateur, comprenant le produit de la vente et les recettes fiscales associées ont été communiquées aux parties prenantes dans le cadre de l'étude de cadrage. Selon les informations fournies, les effets financiers de cette opération ne se matérialisent pas sur l'exercice 2023. Les retombées financières significatives sont enregistrées en 2024.

2.2.1.4. **Revue des procédures d'octroi** et transferts

(i) Cadre et limites de la vérification

La DGAP a indiqué que les permis attribués en 2023 ont été octroyés conformément aux dispositions du Code des hydrocarbures. Toutefois, malgré plusieurs sollicitations, les dossiers techniques et administratifs complets n'ont pas été mis à disposition. L'examen a donc reposé exclusivement sur les décrets publiés au Journal officiel, qui confirment l'attribution formelle des permis mais ne

[15] *Ce montant représente le prix de vente des actifs pour Eni. Le montant précis des bénéfices (plus-value) pour Eni et les taxes pour l'État congolais dépendent des conditions du contrat et des évaluations internes.*

permettent pas de vérifier la conformité aux critères techniques, financiers et environnementaux prévus par la loi.

(ii) Exigences légales applicables

L'attribution d'un permis d'exploitation ou d'exploration exige la présentation d'un ensemble de documents et garanties, notamment :

➢ Critères techniques

- rapport de commercialité du gisement (art. 57) ;
- plan de développement et d'exploitation (art. 68–70) ;
- programme minimum de travaux pour l'exploration (art. 30) ;
- délimitation précise du périmètre.

➢ Critères financiers

- garanties financières pour l'abandon et la restauration (art. 100–101) ;
- démonstration de la capacité financière du titulaire (art. 6, 23) ;
- convention d'exploitation signée avec l'État (art. 6) ;
- participation obligatoire de la SNPC (≥ 15 %) pour les permis d'exploitation (art. 23).

➢ Critères environnementaux

- étude d'impact environnemental et social (EIES) approuvée (art. 91) ;
- mesures de gestion des risques environnementaux (art. 94).

Aucun de ces éléments n'a pu être vérifié, faute d'accès aux dossiers physiques.

(iii) Examen des permis attribués en 2023

Trois permis d'exploitation et deux permis d'exploration ont été attribués en 2023 :

➢ **Permis d'exploitation**

Décret	Titulaire	Zone	Publi. JO	Constat
n°2023-71	AMMAT	Zatchi III	Oui	Conformité formelle ; critères techniques, financiers et environnementaux non vérifiables
n°2023-72	AMMAT	Loango III	Oui	Idem
n°2023-73	Olive Energy	Tilapia II	Oui	Idem

➢ **Permis d'exploration**

Décret	Titulaire	Zone	Publi. JO	Constat
n°2023-74	Dingheng Mining	Nanga II Bis	Oui	Validité formelle incertaine ; périmètre non délimité
n°2023-75	Dingheng Mining	Nanga IV	Oui	Conformité formelle ; critères techniques et financiers non vérifiables

(iv) Constat global

- 5 permis publiés au Journal officiel et formellement valides.
- Pour l'ensemble des permis, l'absence de transmission des dossiers empêche de vérifier :
    - la commercialité ou le potentiel technico-économique,
    - les plans de développement,
    - les garanties financières,
    - les obligations environnementales,
    - la participation de la SNPC.

Si l'attribution formelle des permis peut être constatée à partir des décrets publiés, la conformité matérielle aux exigences techniques, financières et environnementales du Code des hydrocarbures **n'a pas pu être établie**, faute de documentation disponible.

La DGAP a apporté les clarifications suivantes en réponse aux limitations précités :

- Concernant le volet des attributions :

Les décisions d'octroi des permis d'exploration et d'exploitation émanent du Gouvernement à travers le Conseil des Ministres conformément aux articles 38 et 56 du code des hydrocarbures.

Dans l'attente d'un texte d'application spécifique à la loi n°28-2016 portant code des hydrocarbures, c'est le décret n° 2008-15 du 1 février 2008 fixant la procédure d'attribution des titres miniers d'hydrocarbures liquides ou gazeux qui a été appliqué dans le cadre de l'attribution de ces titres.

Les permis Nanga II bis, Nanga IV, Tilapia, Loango III, et Zatchi III ont été attribués sur la base d'un rapport présenté par le Ministre des hydrocarbures en Conseil des Ministres après une enquête d'utilité publique concluante.

La DGAP fait référence dans ses clarifications :

- ✓ aux **rapports d'enquêtes d'utilité publiques**. En application du décret n° 2008-15 du 1 février 2008 ces rapports consignent les éléments administratifs, techniques et financiers qui ont été pris en compte pour ces attributions.
- ✓ au compte-rendu du Conseil des ministres approuvant ces attributions.

Toutefois, ces documents ne nous ont pas été transmis.

- Concernant le volet des transferts :

Conformément à l'**article 120 du code des hydrocarbures**, une liberté est reconnue à chaque membre du contracteur de céder tout ou partie de ses intérêts participatifs dans un contrat pétrolier, de même que ses droits et obligations découlant dudit contrat, à la condition que cette cession soit approuvée par le Ministre chargé des hydrocarbures.

Il est précisé à l'article 120 alinéa 3 que « La demande d'approbation doit comporter l'identité du cessionnaire proposé ainsi que la description de ses capacités techniques et financières, les conditions économiques de la cession envisagée, notamment le prix et les modalités de paiement ainsi que la documentation y relative ».

La DGAP fait référence dans ces clarifications aux courriers approuvant les cessions réalisées en 2023 entre les sociétés Eni Congo et Perenco Congo relativement aux intérêts participatifs des permis Likouala, Foukanda II, Ikalou/Ikalou Sud, Mwafi II, Djambala II et Awa Paloukou ainsi que **l'acte de cession contenant les différentes informations listées à l'article 120 alinéa 3**. Toutefois, ces documents ne nous ont pas été transmis

La DGAP souligne enfin, que parmi ces cessions, seule celle des intérêts participatifs de Eni Congo dans le permis Likouala a généré une plus-value qui a été payée par cette société en 2024.

2.2.1.5. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique

Les consultations communautaires dans le secteur pétrolier en République du Congo reposent sur un ensemble de textes juridiques :

- Code des hydrocarbures (articles 91 à 93, Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016)

Il impose la réalisation d'une **Étude d'Impact Environnemental et Social (EIES)** avant tout travail pétrolier. L'EIES doit analyser :

- la situation socio-économique des populations affectées ;
- les impacts directs et indirects du projet ;
- les mesures d'atténuation envisagées ;
- les modalités de consultation des communautés locales.

- Décret n°2009-415 du 20 novembre 2009

Ce texte constitue le cadre réglementaire détaillé des EIES en République du Congo. Il précise:

- le champ d'application des études ;
- les procédures d'évaluation ;
- la tenue obligatoire de consultations publiques ;
- la production de procès-verbaux documentés.

- Législation environnementale révisée en 2023

Elle renforce les exigences liées aux impacts environnementaux et sociaux, bien que les modalités de consultation publique doivent être précisées dans des textes d'application.

(ii) Modalités de consultation et obligations des parties

- Rôle des autorités publiques

Les consultations sont organisées sous la supervision :

- du **Ministre de l'Environnement**, responsable de l'approbation des EIES ;
- du Ministre des Hydrocarbures, qui assure la coordination sectorielle.

L'approbation de l'EIES est une condition préalable à l'octroi du permis d'exploration ou d'exploitation.

➢ Obligations du contracteur pétrolier

Conformément au Code des hydrocarbures et au Décret n°2009-415, le contracteur doit :

- consulter les communautés locales avant l'élaboration de l'EIES ;
- organiser des réunions publiques dans les zones affectées ;
- présenter les impacts et les mesures d'atténuation ;
- documenter les consultations par un procès-verbal signé ;
- intégrer les résultats des consultations dans le rapport d'EIES soumis à l'administration.

➢ Contenu clé du processus de consultation (Décret n°2009-415)

➢ Phase préparatoire

- élaboration des TdR de l'EIES ;
- identification des parties prenantes ;
- planification du calendrier des consultations.

➢ Enquête publique

- information préalable des populations ;
- tenue de réunions publiques ;
- collecte des avis, préoccupations et suggestions ;
- rédaction de procès-verbaux (date, lieu, participants, préoccupations, réponses, engagements).

➢ Examen et approbation

- analyse de l'EIES par un comité technique ;
- possibilité d'audience publique complémentaire ;
- décision d'approbation ou demande d'ajustements.

➢ Lacunes observées dans le cadre réglementaire

Malgré l'existence d'un cadre juridique, plusieurs limites réduisent l'efficacité des consultations publiques. Le Décret n°2009-415 ne précise pas certains paramètres essentiels, notamment :

- les délais minimaux entre l'information des communautés et la tenue des réunions (à la différence du Cameroun qui exige 30 jours) ;
- le nombre minimal de réunions à organiser en fonction de l'étendue de la zone ou du nombre de communautés concernées ;
- les critères de représentativité, permettant de garantir la participation de tous les groupes (femmes, jeunes, peuples autochtones, personnes vulnérables).

(iii) Divulgation des données relatives aux consultations

Plusieurs limites persistent dans la mise à disposition publique des informations :

- les EIES complètes ne sont pas systématiquement accessibles ;
- les procès-verbaux de consultation ne sont généralement pas publiés ;
- un accès public aux décisions d'approbation reste limité.

Ces écarts entravent la transparence sur la manière dont les communautés sont consultées dans le cadre des activités pétrolières.

(iv) Déclarations 2023 (Formulaires ITIE)

Dans le cadre du présent rapport, les sociétés pétrolières retenues dans le périmètre de déclaration et la DGAP ont été sollicitées pour remplir un sur les consultations communautaires.

Résultats de la collecte de données

Entité	Statut de déclaration
DGAP	Non rempli
SNPC	Formulaire rempli de manière exhaustive
ENI Congo, TotalEnergies, Perenco, Congorep, SONAREP, HEMLA, Chevron, AOGC, AMMAT	Non rempli
Wing Wah	En défaut de déclaration

Constats principaux

- Le taux de réponse est faible, malgré les relances officielles.
- SNPC est la seule entreprise à fournir un formulaire complet, permettant une appréciation détaillée des consultations menées.
- Les informations fournies par ENI Congo restent partielles.
- L'absence de données de la plupart des opérateurs constitue un écart significatif vis-à-vis des exigences de l'ITIE 2023.
- L'indisponibilité des EIES empêche une évaluation complète du respect des obligations de consultation.

Le détail des données reportées est présenté en annexe 24.

2.2.2. Secteur minier

2.2.2.1. Processus d'attribution ou de transfert des licences

(i) Types des permis miniers

Conformément au Code minier de 2005, toute activité minière nécessite l'obtention préalable d'un titre ou une autorisation minière. Les droits miniers s prévus par la loi sont présentés ci-après :

TABLEAU 39 : TYPES DES PERMIS MINIERS

Types	Durée	Droits conférés
Permis de Recherches Minières	3 ans, renouvelable deux fois pour 2 ans chacune	Droit exclusif de prospection et de recherche des substances visées, dans les limites du périmètre et indéfiniment en profondeur.
Permis ***d'Exploitation***	25 ans, renouvelable par périodes de 15 ans	Droit exclusif d'exploiter les substances visées, dans les limites du périmètre et indéfiniment en profondeur.
Autorisation de Prospection	1 an, renouvelable une seule fois	Droit non exclusif d'entreprendre des travaux de prospection dans une zone définie, simultanément avec d'autres titulaires.
Autorisation ***d'exploitation*** *artisanale*	3 ans, renouvelable tacitement pour la même durée	Droit exclusif d'exploiter la substance concernée dans un périmètre défini.
L'autorisation d'exploitation des *mines ou des carrières*	5 ans, renouvelable par périodes égales	Droit exclusif d'effectuer des travaux de recherche et d'exploitation lorsque l'existence d'un gisement est prouvée ; possibilité d'obtenir un permis d'exploitation minière si l'activité atteint une échelle industrielle.
Autorisation de détention, de circulation et de transformation des substances minérales précieuses	3 ans, renouvelable par périodes égales	Exportation assurée par les producteurs ou bureaux d'achat, sous autorisation délivrée à chaque expédition ; importation libre sous réserve des formalités douanières.

(ii) **Modalités d'attribution** et de transfert

Principe d'attribution dans la Loi n°4-2005 :

Le permis de recherches minières s'obtient selon le principe « du premier arrivé premier servi » à compétences égales, par décret en Conseil des ministres (article 25 et 26).

Le permis d'exploitation est accordé par décret après enquête d'utilité publique, sur demande du détenteur de permis de recherches démontrant un gisement exploitable (articles 57 à 59).

Le cadre réglementaire du secteur minier en République du Congo ne prévoit pas explicitement de procédure d'appel à la concurrence pour l'attribution des titres. Les informations recueillies auprès de la Direction Générale des Mines (DGM), corroborées par l'examen des rapports ITIE antérieurs, confirment qu'en pratique, l'attribution des permis demeure régie par le principe du « premier arrivé, premier servi"».

La loi n°4-2005 du 11 avril 2005 encadre de manière détaillée les actes d'octroi, les conditions d'éligibilité et les règles de cessibilité des différents titres. Les principales modalités sont résumées ci-après.

TABLEAU 40 : MODALITES D'OCTROI/TRANSFERT DES PERMIS MINIERS

Titre minier	**Acte d'octroi**	Principales modalités
Autorisation de prospection	Arrêté du Ministre des Mines	Accessible à toute personne physique (≥18 ans) ou personne morale. Autorisation non cessible et non amodiable.
Permis de recherches minières	Décret en Conseil des ministres (sur rapport du Ministre des Mines)	Constitue un droit immobilier indivisible. Cessible ou transmissible avec autorisation préalable du Ministre des Mines.
Autorisation d'exploitation artisanale	Décision de l'autorité administrative centrale des mines	Délivrée après enquête et délimitation du périmètre. Cessible ou transmissible avec accord préalable de l'autorité compétente.
Autorisation d'exploitation des mines ou carrières	Arrêté du Ministre des Mines	Délivrée sur demande du titulaire et après instruction administrative.
Permis d'exploitation	Décret en Conseil des ministres	Accordé après enquête d'utilité publique. Cessible, transmissible ou amodiable avec autorisation préalable du Ministre des Mines.
Autorisation de détention, circulation, transformation et exportation des substances minérales précieuses	Décret en Conseil des ministres	Fixe les conditions morales, financières et techniques d'ouverture et de fonctionnement des comptoirs/bureaux d'achat et exportation.

2.2.2.2. Critères techniques et financiers

(i) Critères appliqués lors de l'attribution

Le décret n°2007-274 du 21 mai 2007, qui encadre la prospection, la recherche et l'exploitation des substances minérales, confie à l'administration de la géologie la réalisation d'une enquête préalable destinée à vérifier les garanties morales, techniques et financières des demandeurs. Cette enquête doit être effectuée dans un délai maximal de 15 jours.

Toutefois :

- la réglementation ne précise pas la nature exacte des informations à examiner ;
- les échanges avec la DGM n'ont pas permis de confirmer l'existence de critères techniques ou financiers formalisés utilisés de manière systématique lors de l'évaluation des demandes.

En pratique, l'évaluation repose donc essentiellement sur l'appréciation administrative des capacités du demandeur, sans grille ou barème officiel publié.

(ii) Critères appliqués lors des transferts

Le Code minier impose une autorisation préalable du Ministre des Mines pour tout transfert :

- Permis de recherches minières : cession ou transmission autorisée (art. 29).
- **Permis d'exploitation** : cession, transmission ou amodiation possible avec accord préalable (art. 64).

Cependant :

- aucun texte ne définit les critères techniques ou financiers devant être examinés pour autoriser un transfert ;
- la DGM n'a pas confirmé l'existence de critères formalisés appliqués en pratique.

Ainsi, bien que la loi prévoie une autorisation préalable, **les modalités d'évaluation des transferts ne** sont pas précisées.

2.2.2.3. Informations relatives aux bénéficiaires des licences octroyées ou transférées

(i) Licences octroyées en 2023

D'après le répertoire minier 2023 transmis par l'administration minière, 44 titres et autorisations ont été octroyés au cours de l'année. Leur répartition est la suivante :

TABLEAU 41 : PERMIS MINIERS OCTROYES EN 2023

Type de permis	Substance	2023
Autorisations d'exploitation de petite mine	Coltan	1
	Diamant	2
	Niobio-Tantalite	1
	Or	26
	Polymétaux	2
Total Autorisations d'exploitation de petite mine		32
Permis de recherche	Fer	1
	Or	2
	Poly métaux	1
	Potasse	1
Total Permis de recherche		5
Permis d'exploitation	Potasses	2
Total Permis d'exploitation		2
Autorisation d'exploitation des carrières	Sables	4
	Grès	1
Total Permis de carrières		5
Total		44

Les détails relatifs aux bénéficiaires (nom du titulaire, localisation, référence du titre) sont fournis en Annexe 9.

(ii) Renouvellements de titres

Trois permis de recherche ont fait l'objet d'un renouvellement en 2023 :

Type	Société	Référence	Substance	Nom du permis	Attribution	Validité
Recherche – 1er renouvellement	Commerciale Industriel	Décret n°2023-154	Fer	Tsinguidi	10/05/2023	09/05/2025
Recherche – 2e renouvellement	Africa Iron Exploration	Décret n°2023-155	Fer	Ngoubou-Ngoubou	10/05/2023	09/05/2025
Recherche – 2e renouvellement	DMC Iron	Décret n°2023-156	Fer	Ngongo	10/05/2023	09/05/2025

(iii) Transferts ou cessions

Selon les informations communiquées par la Direction générale des Mines, aucun transfert ou cession **de permis minier n'a été enregistré en 2023**.

2.2.2.4. Revue des procédures d'octroi et transferts

Conformément aux procédures convenues, une revue fondée sur les risques a été conduite afin d'évaluer la conformité des procédures d'octroi et de transfert des titres miniers attribués en 2023. La méthodologie détaillée figure en Annexe 21.

(i) Approche méthodologique

La revue a été réalisée en quatre étapes :

1. Analyse du cadre légal et réglementaire (Loi n°4-2005, décrets d'application, textes sectoriels).
2. Examen des données cadastrales pour identifier les titres présentant des zones de vulnérabilité.
3. Entretiens ciblés avec la Direction générale des Mines (DGM) pour obtenir des clarifications procédurales.
4. **Sélection d'un échantillon de permis** selon une matrice de risques (voir Annexe 21).

(ii) Principaux risques analysés

Les risques retenus pour la sélection de l'échantillon sont les suivants :

Catégorie de risque	Définition
Risque procédural	Probabilité d'un non-respect des étapes réglementaires d'attribution.
Risque lié à la capacité du demandeur	Insuffisance potentielle des capacités techniques, financières ou juridiques.
Risque de fraude ou corruption	Possibilité d'ingérence, de conflit d'intérêts ou d'attribution irrégulière.

Les permis présentant un score ≥ 1,5 ont été retenus pour vérification.

(iii) Permis sélectionnés pour vérification

N°	Type	Société	Référence	Validité	Superficie	Substance
1	Permis de recherche	Yichen SARL	Décret n°2023-18	2023–2025	534 km²	Polymétaux
2	Permis de recherche	Kimba Mines	Décret n°2023-16	2023–2025	157 km²	Or
3	Permis de recherche	AMD	Décret n°2023-17	2023–2026	128 km²	Or
4	Permis d'exploitation	Congoying Mine SARL	Décret n°2023-525	2023–2048	N.C.	Potasse

(iv) Résultats de la revue des permis

La revue documentaire fondée sur les risques a permis d'examiner en détail quatre permis miniers attribués en 2023. Les conclusions sont présentées dans le tableau ci-après.

Tableau – Synthèse de la revue de conformité des permis miniers (2023)

Réf. du permis	Société titulaire	Type	Principales exigences légales examinées*	Résultat de conformité	Observations clés
Décret n°2023-18	Yichen SARL	Recherche	• Demande conforme (Art. 20) • Programme technique • Capacités financières • Bilans • Gouvernance • Copies timbrées	Conforme	Dossier complet ; tous les critères techniques et financiers satisfaits.
Décret n°2023-16	Kimba Mines SAS	Recherche	• Programme de travaux • Capacités financières • Documentation juridique • Bilans • Organisation interne	Conforme	Dossier cohérent et complet ; aucune anomalie constatée.
Décret n°2023-17	AMD	Recherche	• Compétences techniques • Capacités financières • Programme détaillé • Bilans • Étude d'impact	Conforme	Capacités démontrées ; conformité administrative et technique.
Décret n°2023-525	Congoying Mine SARL	Exploitation	• Étude de faisabilité (Art. 50) • Capacités financières • Plan de développement • Garanties d'abandon • Bilans	Conforme	Toutes les pièces requises présentes ; conformité complète aux exigences du Code minier.

*Exigences issues principalement des articles 20, 22, 25, 50 et 57 du Code minier (Loi n°4-2005).

(v) Synthèse générale

- Les quatre permis examinés répondent intégralement aux exigences légales, tant sur le plan administratif que technique et financier.
- Les dossiers étaient complets, signés, timbrés et accompagnés des pièces requises.
- Les capacités financières et techniques des titulaires ont été jugées suffisantes.
- Les études d'impact environnemental étaient présentes et validées, y compris pour certains permis où elles n'étaient pas formellement obligatoires.
- Aucune non-conformité ou anomalie de procédure n'a été relevée dans l'échantillon examiné.

2.2.2.5. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique

Le cadre applicable à la consultation et à la protection des communautés affectées par les activités minières repose principalement sur :

- Article 132 du Code minier de 2005, qui impose aux titulaires de permis des obligations relatives :
  - à la sécurité et à la santé du personnel et des populations ;
  - à la protection de l'environnement ;
  - à la stabilité des sols, la préservation des infrastructures et des habitations ;
  - à la protection des ressources en eau ;
  - à la réhabilitation des sites en fin d'activité.

L'autorité administrative centrale des mines peut, selon la situation :

- prescrire des mesures correctives ou préventives dans des délais déterminés ;
- faire exécuter d'office les mesures non respectées ;
- suspendre certains travaux ;
- exiger l'accès aux installations pour contrôle ;
- soumettre certains travaux à autorisation préalable.

Comme dans le secteur des hydrocarbures, les activités minières sont soumises aux exigences des consultations publiques prévues par le Décret n°2009-415 du 20 novembre 2009, complétées par les dispositions du **Code de l'environnement 2023** (voir section 2.2.1.5).

(ii) Modalités de consultation publique

Les modalités, obligations et responsabilités des différentes parties prenantes (administrations, entreprises, bureaux d'études, communautés) sont identiques à celles décrites pour le secteur pétrolier. Elles sont présentées de manière détaillée à la section 2.2.1.5 (ii) et s'appliquent intégralement au secteur minier.

(iii) Divulgation des données – Exercices 2023

Dans le cadre du processus ITIE 2023, les sociétés minières incluses dans le périmètre de déclaration ont été sollicitées via les formulaires standards afin de renseigner les données sur les consultations communautaires réalisées en 2023.

Aucune donnée n'a été transmise par les entreprises déclarantes. En conséquence, il n'a pas été possible d'évaluer l'effectivité des consultations réalisées et de vérifier le respect des exigences du cadre réglementaire national.

2.2.3. Secteur forestier

2.2.3.1. Processus d'attribution ou de transfert des licences

(i) Types des permis forestier

Les principaux titres d'exploitation prévus par la législation forestière sont présentés ci-après.

TABLEAU 42 : TYPES DES PERMIS FORESTIERS

Type de permis	Domaine	Durée	Droits conférés	Autorité légale
Convention de transformation industrielle (CTI) *(titre voué à disparaître, Loi 33-2020) **	Domaine forestier permanent	≤ 15 ans (renouvelable sous conditions)	Droit de prélever des contingents annuels sur une UFA, avec obligation de transformation industrielle locale	Ministère des Forêts
Convention **d'aménagement et de** transformation (CAT)	Domaine forestier permanent	≤ 30 ans (renouvelable)	Droit de prélever des contingents annuels d'essences définis dans la CAT puis dans le Plan d'aménagement forestier (PAF)	Ministère des Forêts
Convention de valorisation des bois de plantation (CVBP)	Plantations du domaine forestier	3 rotations ou ≤ 20 ans	Droit de prélever un volume défini de bois, avec obligation de régénération	Ministère des Forêts
Permis d'exploitation domestique (PED)	Domaine forestier de l'État	≤ 3 ans	Droit exclusif d'exploiter une ressource ligneuse donnée (volume annuel défini)	Ministère des Forêts
Permis de coupe des bois de plantations (PCBP)	Domaines permanent ou non permanent	≤ 6 mois	Droit d'exploiter une quantité limitée d'arbres en plantation	Ministère des Forêts
Permis spéciaux (PS)	Forêts naturelles	Durée définie par arrêté	Exploitation artisanale de produits forestiers non ligneux ou, en zone	Ministère des Forêts (directions départementales)

Type de permis	Domaine	Durée	Droits conférés	Autorité légale
			enclavée, exploitation artisanale de bois d'œuvre	

(*) Convention de Transformation Industrielle – CTI : la nouvelle loi 33-2020 supprime l'existence de ce titre d'exploitation, et prévoit trois ans de mesures transitoires (dernier chapitre de la Loi). En principe les anciennes mesures de la Loi 16-2000 et ses textes restent d'actualités jusqu'en 2022, ou tant que des textes d'application de la Loi 33-2020 ne précisent pas de mesures spécifiques concernant les CTI.

(ii) **Modalités d'attribution**

L'attribution des concessions et permis forestiers suit un processus formalisé :

1. **Appel d'offres** lancé par arrêté du Ministre des Eaux et Forêts, conformément au Code forestier et au Décret n°2002-437 du 31 décembre 2002.
2. Examen des candidatures par la Commission forestière, présidée par le Ministre, qui évalue les offres selon les critères établis.
3. Préparation et signature des conventions par le Ministre chargé des Forêts pour les titres retenus.
4. Approbation réglementaire : un décret en Conseil des ministres fixe un cahier des charges général sur :
   - l'exécution des plans d'aménagement
   - le respect des obligations de transformation
   - la traçabilité et la commercialisation des produits forestiers.

Ce dispositif vise à encadrer la gestion durable et la transparence dans l'exploitation forestière.

(iii) Modalités de transfert

Conformément à **l'article 125 du Code forestier (2020)** :

- les conventions et permis forestiers sont strictement personnels ;
- ils ne peuvent être ni cédés, ni transférés ;
- la sous-traitance n'est autorisée que pour certaines opérations (prospection, abattage, transport, vente de débités), et **uniquement au bénéfice d'entreprises congolaises**.

En conséquence, aucun transfert ou cession de licences forestières n'est légalement permis au Congo.

2.2.3.2. Critères techniques et financiers

L'évaluation des offres pour l'attribution des titres forestiers repose sur un cadre réglementaire détaillé, principalement défini par :

- le Décret n°2002-437 du 31 décembre 2002 (Commission forestière), et
- le Décret n°2009-303 du 31 août 2009 (modalités de sélection des offres).

L'approche combine une analyse technique, financière, et environnementale.

a) Critères prévus par le Décret n°2002-437

Selon l'article 161, la Commission forestière apprécie les dossiers de soumission au regard de l'engagement du candidat en faveur de la gestion durable des forêts. Les critères examinés incluent notamment :

- surface financière ou capital social ;
- professionnalisme et expérience du soumissionnaire ;
- nature et qualité des associés ;
- débouchés commerciaux prévus ;
- schéma d'intégration professionnelle ;
- programme d'aménagement de l'UFA ;
- volume des investissements et origine des capitaux ;
- nombre d'emplois à créer ;
- participation au programme départemental de développement socio-économique ;
- programme d'autosuffisance et de sécurité alimentaires.

b) Critères techniques et financiers prévus par le Décret n°2009-303

Le dossier de soumission comporte deux volets :

(i) une offre technique, et
(ii) une offre financière.

➢ Offre technique

L'offre technique correspond à l'étude technico-économique, environnementale et financière présentée pour mettre en valeur la concession. Sa sélection repose sur un barème de notation (annexé au décret), portant sur :

- l'expérience professionnelle ;
- l'aménagement durable de l'UFA ;
- l'exploitation forestière ;
- la transformation industrielle ;
- la commercialisation des bois ;

- les données économique et financières.

Seules les offres ayant obtenu au moins 60 % du score maximal sont jugées recevables pour l'ouverture des offres financières.

➢ Offre financière

L'offre financière présente l'engagement du soumissionnaire à verser des paiements supplémentaires à la taxe de superficie réglementaire. Son score est déterminé selon la formule suivante :

(Offre financière du candidat / Offre financière la plus élevée) × 100

➢ Sélection finale

La sélection combine les deux volets selon un système de pondération :

- 60 % pour l'offre technique ;
- 40 % pour l'offre financière.

L'offre retenue est celle qui obtient le score total le plus élevé après évaluation conjointe.

2.2.3.3. Informations relatives aux bénéficiaires des licences octroyées ou transférées

Selon le répertoire forestier 2023 transmis par la DGEF, les bénéficiaires des licences forestières y sont clairement identifiés. Par ailleurs, la DGEF a indiqué qu'**aucune attribution de titres forestiers n'a été** réalisée en 2023.

2.2.3.4. **Revue des procédures d'octroi et transferts**

Pour l'année 2023, **aucune attribution de permis forestiers n'a été effectuée**. De plus, conformément aux dispositions du Code forestier, les concessions et permis forestiers sont strictement personnels et ne peuvent pas être transférés, sauf autorisation limitée de sous-traitance pour des opérations spécifiques (prospection, abattage, transport, vente de débités).

En conséquence, aucune procédure d'octroi ou de transfert n'a pu être examinée pour l'exercice 2023.

2.2.3.5. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique

La loi n°33-2020 portant Code forestier consacre le consentement libre, informé et préalable (CLIP) des collectivités locales, communautés locales et populations autochtones pour toutes les actions liées à l'exploitation et à la gestion durable des ressources forestières (articles 5 et 6). Elle garantit également le **droit d'accès à l'information forestière**, sous réserve des restrictions liées à la sûreté nationale ou aux secrets protégés.

La loi encadre en outre la foresterie communautaire, en précisant notamment :

- Article 15 : définition des forêts communautaires établies sur les terroirs des communautés locales et autochtones ;
- Article 16 : création d'un organe de suivi et d'évaluation placé sous l'autorité du conseil départemental/municipal, incluant les communautés, la société civile et l'administration ;

- Article 17 : modalités d'attribution, de délimitation, de gestion et contenu du Plan Simple de Gestion (PSG), fixées par arrêté ministériel ;
- Article 19 : affectation aux communautés des revenus issus de la vente des produits forestiers des forêts communautaires ;
- Articles 20 et 21 : conditions d'exploitation du bois et des produits non ligneux (permis spéciaux, droits d'usage).

(ii) **Modalités de consultation et mise en œuvre**

Bien que le cadre légal établisse les principes de consultation et de participation communautaire, les **textes d'application nécessaires à leur mise en œuvre opérationnelle ne sont pas encore adoptés**. De ce fait, les obligations pratiques en matière de consultation, de validation des plans de gestion ou de participation des communautés restent difficiles à appliquer et à contrôler.

(iii) Divulgation des données (formulaires ITIE 2023)

Pour l'exercice 2023, les sociétés forestières incluses dans le périmètre ITIE ont été sollicitées pour renseigner les informations relatives :

- aux consultations communautaires réalisées,
- aux mécanismes de participation,
- et aux engagements pris vis-à-vis des communautés locales.

Aucune entreprise n'a transmis d'informations dans les formulaires de déclaration ITIE 2023, ce qui ne permet pas d'évaluer le respect effectif des obligations de consultation et d'engagement communautaire.

2.3. Registre des licences

2.3.1. Secteur des hydrocarbures

2.3.1.1. Le répertoire des licences

Le répertoire pétrolier pour l'exercice 2023, communiqué par la DGAP, est consigné en annexe 29 du présent rapport. Son examen détaillé a permis de dégager les observations suivantes :

Le répertoire respecte globalement les standards de divulgation requis :

- Identification des actifs : Les noms des blocs (Marine XX, Ngoki, Nanga, etc.) et les coordonnées (superficies initiales vs actuelles) sont clairement listés.
- Dates clés : Le registre inclut les dates d'octroi, de signature des CPP (Contrat de Partage de Production) et les périodes de validité.
- Actionnariat : La répartition entre l'État (via la SNPC) et les partenaires privés est précisée.

Analyse du répertoire des permis d'exploration (annexe 29.1) :

Sur la base du répertoire précité (qui couvrent le 2ème trimestre 2023 et les mises à jour récentes), on dénombre 18 permis d'exploration (recherche) actifs ou en cours de régularisation.

- Permis Offshore (Marine) : 8 (Marine III, XIII, XX, XXI, XXVII, XXVIII, VI Bis, Nzombo*).
- Permis Onshore (Terre) : 10 (Kayo, Ngoki, Le Mayombe, Mopongo, Ngolo, Mokélé-mbémbé, Nanga I, Nanga II Bis, Nanga IV, PNGF Bis).

Toutefois, plusieurs permis semblent être dans une situation juridique "non claire" :

- Permis expirés : Les permis comme Marine III (2021), Kayo (2022), Marine XIII (2020) ou Marine VI Bis (2021) affichent des dates de fin dépassées. Aucune information fournie permettant de clarifier si ces permis ont fait l'objet d'une extension formelle, d'une restitution à l'État, ou s'ils sont en phase de "prorogation exceptionnelle" (comme mentionné pour Marine III).
- Statut "Majeure" : Mentionné pour Marine XXVII et Marine VI Bis. Cela indique souvent une suspension des obligations contractuelles pour cas de force majeure. La situation est non clarifiée.

Le répertoire révèle plusieurs mouvements stratégiques :

- Cessions en cours : Pour Marine XX, une cession est notée entre Total, Woodside et PC Senegal. Aucune information reportée permettant de vérifier si des frais de transfert de licence ont été payés à l'État.
- Renonciation : Le cas de Marine XXI (Kosmos Energy) : le permis est libre après renonciation.

Analyse du répertoire des permis d'exploitation (annexe 29.2) **:**

Sur la base du répertoire précité (qui couvrent le 2ème trimestre 2023 et les mises à jour récentes), on dénombre 42 permis **d'exploitation** :

- Permis d'Exploitation (PE) : La grande majorité (40 permis). Ils sont régis par des Décrets d'attribution et des Contrats de Partage de Production (CPP).
- Concessions : 2 exceptions historiques qui subsistent sous ce régime : Likouala et Yanga-Sendji.
- Prorogations et Extensions : Des permis matures comme Moho Bilondo et Nkossa ont bénéficié de prorogations dérogatoires de 18 ans (Décrets de 2022), prolongeant leur validité jusqu'en 2040.
- Situation Juridique : Certains permis sont mentionnés comme étant en cours de régularisation (Kouakouala) ou sous moratoire (Pégase).
- Dates de Validité : trois (03) permis arrivent à expiration imminente ou sont déjà expirés mais mentionnés "en cours de négociation/régularisation" (ex : Tilapia II, Zatchi III). Les dates de validé de ces permis ne sont pas renseignés.

Conformément à ce qui précède, le tableau suivant présente les permis actifs au 31/12/2023, selon le répertoire pétrolier de la DGAP :

TABLEAU 43 : PERMIS PETROLIERS ACTIFS AU 31/12/2023, SELON LE REPERTOIRE DGAP

Types	Nombre au 31/12/2022	Nombre au 31/12/2023
Permis d'exploration	16	18
Permis d'exploitation	40	42
Total	56	60

Conformément au Code des Hydrocarbures, un registre public des titres pétroliers doit être tenu par l'administration des hydrocarbures. Depuis décembre 2018, ce registre est intégré au système OGAS, placé sous la supervision du Ministère des Hydrocarbures et accessible au public à l'adresse suivante : https://congo-repo.revenuedev.org/license

Au total, 70 licences y sont répertoriées, dont :

- 35 actives (33 permis d'exploitation et 2 permis de recherche),
- 3 annulées,
- 21 expirées,
- 5 rendues,
- 1 suspendue,
- 5 en cours de vérification.

Le tableau ci-dessous présente les permis actifs au 31 décembre 2023 selon le système OGAS :

TABLEAU 44 : PERMIS PETROLIERS ACTIFS AU 31/12/2023, SELON OGAS

Types	Nombre au 31/12/2022	Nombre au 31/12/2023
Permis d'exploration	16	2
Permis d'exploitation	40	33
Total	56	35

La baisse du nombre de permis actifs en 2023 s'explique par l'expiration des **sept permis d'exploitation** suivants :

Année	Référence	Région	Opérateur	Type	Statuts
04/04/2017	OGAS-PE 2/2008	Kouakouala	ENI Congo	Permis d'Exploitation	Expiré
18/07/2005	OGAS-PE 40/2018	Tilapia	PETROKOUILOU	Permis d'Exploitation	Expiré
24/06/2005	OGAS-PE 1/2018	Moho bilondo	TotalEnergies	Permis d'Exploitation	Expiré
26/07/2003	OGAS-PE 4/2014	Nsoko	TotalEnergies	Permis d'Exploitation	Expiré
15/07/2002	OGAS-PE 2/2005	Mboundi	ENI Congo	Permis d'Exploitation	Expiré
21/07/1995	OGAS-PE 1/2016	Kombi-Likala-Libondo	TotalEnergies	Permis d'Exploitation	Expiré
24/06/1992	OGAS-PE 1/1992	NKOSSA	TotalEnergies	Permis d'Exploitation	Expiré

La comparaison entre les données de la DGAP et celles de l'OGAS révèle des contradictions majeures sur le nombre de titres miniers actifs :

- Permis d'Exploitation : La DGAP identifie 42 permis, contre seulement 33 pour l'OGAS.
- Permis d'Exploration : L'écart est encore plus critique avec 18 permis listés par la DGAP face à seulement 2 permis pour l'OGAS.

2.3.1.2. Exhaustivité des renseignements

Les informations requises par l'Exigence 2.3 de la Norme ITIE (type de titre, titulaire, date d'octroi, durée, localisation, statut) sont disponibles au niveau du répertoire pétrolier (annexe 29) mise à notre dispositions par la DGAP et sur le système cadastral OGAS, qui constituent la source officielle d'information.

2.3.1.3. Accessibilité des informations au public

Le répertoire pétrolier a été fourni en version Excel pour les besoins de l'analyse, mais il n'est pas encore disponible en libre accès sur le portail de la DGAP

Quant au système OGAS, il permet de consulter en ligne les informations détaillées pour chaque licence. Toutefois l'interface ne permet pas d'extraire des données sous forme de fichiers téléchargeables.

Ces limites restreignent l'utilisation du registre pour les analyses avancées et la réutilisation des données.

2.3.2. Secteur minier

2.3.2.1. Le répertoire des licences

Le Code minier de 2005 ne prévoit pas la tenue obligatoire d'un registre public des permis miniers.

Le décret n°2018-200 du 23 mai 2018 a institué la Direction du Cadastre minier, rendue opérationnelle en décembre 2020 par le décret n°2020-706 du 7 décembre 2020. Toutefois, malgré cette opérationnalisation, **le répertoire des licences minières a continué d'être géré manuellement en** 2023.

La liste détaillée des titres et autorisations en vigueur au 31 décembre 2023 est fournie en annexe 9. Le tableau ci-après présente une synthèse des permis actifs, classés par type :

TABLEAU 45 : PERMIS MINIERS ACTIFS AU 31/12/2023

		2023				
Types	Nombre au 31/12/2022	Octroi	Cession/ Transfert	Renouvellement (permis expirant avant 2022)	Retrait /Expiré	Nombre au 31/12/2023
Permis de recherches	11	5		5	-	22
Permis d'exploitation	18	2	-	-	-	20
Autorisations d'exploitation de petite mine	31	32	2	-	-	63

		2023				
Types	Nombre au 31/12/2022	Octroi	Cession/ Transfert	Renouvellement (permis expirant avant 2022)	Retrait /Expiré	Nombre au 31/12/2023
Autorisation d'exploitation artisanale	28	N/c	N/c	N/c	N/c	N/c
Autorisations d'exploitation des carrières	9	5	-	-	-	14
Comptoir d'Or	4	N/c	N/c	N/c	N/c	9
Comptoir de diamants	1	N/c	N/c	N/c	N/c	2
Total	93	44	2	5	N/C	130

N/c : non communiqué.

2.3.2.2. Exhaustivité des renseignements relatifs aux licences

Les informations exigées par l'Exigence 2.3 de la Norme ITIE 2023 sont disponibles dans le répertoire minier joint en annexe 9. Cependant, plusieurs données essentielles ne sont pas communiquées de manière exhaustive, notamment :

- la date de la demande du titre ;
- la **date d'octroi** et la durée de validité pour certains types d'autorisations ;
- les coordonnées géographiques complètes des permis et autorisations.

Ces lacunes limitent la comparabilité et la vérifiabilité des données.

2.3.2.3. Accessibilité des informations au public

Selon la Direction des Mines, une cellule dédiée avait été créée en 2019 pour mettre en place un **Système d'Information Géographique (SIG)** et un cadastre minier en ligne, avec formation du personnel.

Cependant, **le système n'était pas opérationnel en 2023**. En conséquence :

- les données cadastrales ne sont pas accessibles en ligne ;
- les modalités d'accès du public (procédure, coûts éventuels, formats ouverts) **n'ont pas été** définies ;
- les coordonnées géographiques ne sont pas disponibles via un portail public.

À ce stade, les informations sur les permis miniers peuvent uniquement être obtenues à travers les **décrets et arrêtés d'octroi publiés** sur le site Journal officiel.

2.3.3. Secteur forestier

2.3.3.1. Le répertoire des licences

Ni la loi forestière de 2000, ni la loi n°33-2020 ne prévoient la tenue obligatoire d'un registre public des licences forestières.

La République du Congo ne dispose donc pas de registre public en ligne. Toutefois, la Direction Générale des Eaux et Forêts (DGEF) tient un répertoire interne des **Conventions d'Aménagement et de** Transformation (CAT) et des Conventions de Transformation Industrielle (CTI) valides au 31 décembre 2023, reproduit en annexe 19.

Le tableau ci-dessous présente le nombre de titres d'exploitation forestière actifs au 31 décembre 2023:

TABLEAU 46 : PERMIS FORESTIER ACTIFS AU 31/12/2023

Types	Nombre au 31/12/2022	Nombre au 31/12/2023
Conventions d'aménagement et de transformation (CAT)	35	33
Conventions de transformation industrielle (CTI)	14	10
Total	49	43

L'analyse du répertoire 2023 révèle toutefois certaines incohérences affectant la fiabilité de la base de données :

- Permis échus toujours indiqués comme valides : 15 CAT et 9 CTI ;
- Permis en arrêt mais maintenus dans le répertoire : 1 CAT et 3 CTI ;
- Permis en veille : 2 CAT ;

Ces écarts montrent l'absence de mise à jour régulière du répertoire et limitent la transparence des titres forestiers.

2.3.3.2. Exhaustivité des renseignements relatifs aux licences

Les informations exigées par l'Exigence 2.3 de la Norme ITIE 2023 ne sont disponibles qu'en partie. Dans le répertoire fourni par la DGEF, certaines données essentielles font défaut pour l'ensemble des titres :

- date de demande du titre ;
- **date d'octroi** et durée de validité ;
- absence d'informations standardisées sur les caractéristiques techniques des concessions.

2.3.3.3. Accessibilité des informations au public

Aucun registre public ou portail en ligne ne permet d'accéder aux licences forestières.

Les informations disponibles peuvent uniquement être obtenues via les conventions forestières publiées au Journal officiel.

2.4. Contrats

2.4.1. Secteur des hydrocarbures

2.4.1.1. Contrats pétroliers

Conformément au Code des Hydrocarbures de 2016, les contrats pétroliers sont négociés entre l'État et les contracteurs, puis **soumis à l'approbation du Parlement** avant leur entrée en vigueur.

Le Code distingue deux formes contractuelles :

(i) Contrats de Partage de Production (CPP)

Le CPP confie au contracteur l'exploration et l'exploitation d'un périmètre donné. En cas de découverte commercialisable :

- le contracteur récupère ses coûts pétroliers (cost oil) ;
- le solde est réparti entre l'État et le contracteur comme profit oil.

Historiquement, Total (ex-Elf) et Eni (ex-Agip) opéraient sous conventions de 1968, abrogées par les lois n°43 et 44-2019.

Les CPP sont assimilés à des lois : négociés par le Ministère des Hydrocarbures, approuvés par le Parlement et publiés au Journal Officiel. Avant 2018, aucun modèle standard n'était public, ce qui a entraîné une forte variabilité contractuelle selon les lots.

(ii) Contrats de services.

L'État confie au contracteur la réalisation d'opérations pétrolières contre rémunération fixe ou variable, en espèces ou en nature. Ils sont notamment utilisés pour [16]:

- la gestion d'actifs arrivant en fin de CPP,
- des opérations spécifiques nécessitant une expertise technique ciblée.

2.4.1.2. Politique de divulgation

La loi n°10-2017 sur la transparence et la responsabilité dans la gestion des finances publiques impose la publication, dès signature ou validation, des :

- concessions, permis et titres d'exploration/exploitation ;
- statistiques de production et d'exportation par permis ;
- accords de financement conclus avec des entreprises extractives ;
- flux financiers associés à chaque permis ou accord.

La pratique contractuelle a également évolué :

- Les CPP signés entre 2014 et 2019 introduisent une **clause d'exclusion de confidentialité** pour toutes les informations relevant de l'ITIE ou de la transparence[17].

[16] *Article 17 du Code des hydrocarbures 2016.*
[17] *Tchibouela II, Tchendo II, Tchibeli-Litanzi (2017) et Mengo-Kundji-Bindi II (2018), publiés au Journal Officiel.*

- Cette clause précise que seules les données techniques demeurent confidentielles ; tous les paiements au gouvernement doivent être publiés.
- 17 CPP comportent des obligations explicites de divulgation ITIE.
- À partir de 2019, cette pratique n'est plus systématique : au moins 5 CPP signés en 2019-2020 ne prévoient plus cette clause[18].

Cette évolution entraîne une hétérogénéité des obligations contractuelles de transparence, alors même que la Norme ITIE 2023 exige une divulgation exhaustive.

2.4.1.3. Situation actuelle en matière de divulgation

En République du Congo, les Contrats de Partage de Production (CPP) et leurs avenants ont valeur de lois, ce qui garantit leur publication après approbation parlementaire. En pratique, ces documents sont effectivement rendus publics via le Journal Officiel.

Outre le Journal Officiel, plusieurs plateformes gouvernementales assurent également la diffusion des contrats pétroliers et documents associés :

- Secrétariat Général du Gouvernement : met en ligne les éditions du Journal Officiel, les comptes rendus des Conseils des ministres et divers textes législatifs et réglementaires.
- Ministère des Finances : propose une base documentaire incluant textes légaux, rapports sectoriels et appels d'offres.
- Ministère **de l'Économie, de l'Industrie et du Portefeuille Public** : héberge divers CPP, accessibles via les rubriques « Lois » et « Autres Publications ».
- Assemblée Nationale : publie les lois votées depuis 2015, incluant certains CPP et leurs avenants.
- Plateforme ResourceContracts.org : recense 59 documents liés aux contrats pétroliers (CPP, avenants, annexes).
- Site ITIE Congo : propose des liens vers les contrats mis en ligne, bien que les publications actualisées pour 2023 ne soient pas encore disponibles.

Vérification de conformité – Année 2023

La revue des octrois présentés à la section 2.2.1 confirme que tous les contrats liés aux permis attribués en 2023 ont été publiés.

[18] *Marine XXVII, Marine XXVIII, Sounda (2019), Emeraude II, Kombi-Likalala-Libondo II (2020), publiés au Journal Officiel.*

2.4.2. Secteur minier

2.4.2.1. Contrats miniers

Conformément à l'article 98 du Code minier de 2005, les conventions minières sont conclues entre l'État et les investisseurs au moment de l'octroi des permis de recherche ou d'exploitation. Ces conventions définissent notamment :

- les droits et obligations des parties,
- le régime fiscal et douanier applicable,
- les engagements d'investissement,
- les modalités de participation éventuelle de l'État.

Chaque convention est annexée au permis correspondant et ratifiée par le Parlement, lui conférant valeur législative.

2.4.2.2. Politique de divulgation

Le Code minier de 2005 ne prévoit pas explicitement l'obligation de publier les conventions minières. Cependant, la loi n°10-2017 relative à la transparence dans la gestion des finances publiques impose la publication des accords de financement des projets extractifs, incluant les conventions minières (voir section 2.4.1.2).

Cette obligation s'inscrit dans les principes de transparence et d'accès à l'information promus par la Norme ITIE 2023.

2.4.2.3. Situation actuelle en matière de divulgation

En pratique ? les conventions minières sont ratifiées sous forme de lois et publiées au Journal Officiel de la République du Congo, conformément au processus législatif.

Des liens vers les conventions publiées sont également accessibles via le site web de l'ITIE Congo : https://www.itie.cg/home/secteurMinier/

2.4.3. Secteur forestier

2.4.3.1. Contrats forestier

L'article 102 du Code forestier de 2020 établit trois régimes économiques d'exploitation du domaine forestier privé de l'État :

- le régime de concession,
- le régime de partage de production,
- **le régime d'imposition directe**.

➢ Régime de concession

Le régime de concession s'applique lors de l'accès initial au domaine forestier. Le concessionnaire verse une redevance annuelle, dont l'assiette et le taux sont fixés par la loi de finances.

La convention de concession :

- a une durée maximale de trois ans,
- est approuvée successivement par le ministre des Forêts, le Conseil des ministres, puis le Parlement.

À l'issue de cette période, l'exploitation passe obligatoirement sous contrat de partage de production.

➢ Régime de partage de production

Le contrat de partage de production intervient après la concession initiale pour chaque permis d'exploitation. Il est :

- négocié par le ministre des Forêts,
- approuvé en Conseil des ministres,
- adopté par le Parlement.

Ce régime organise la répartition des grumes entre l'État (propriétaire) et l'opérateur, selon des modalités prévues par la loi.

➢ **Régime d'imposition directe**

Le régime d'imposition directe s'applique aux **permis d'exploitation nationale**. Le détenteur acquitte l'ensemble des taxes, droits et redevances liés à l'exploitation et à la commercialisation des produits forestiers.

En pratique, le secteur forestier continue d'être régi en grande partie par le Code de 2000 et son décret d'application n°2002-437 du 31 décembre 2002. Selon son article 66, l'exploitation des forêts naturelles de l'État repose sur trois types de contrats :

- Conventions de Transformation Industrielle (CTI),
- **Conventions d'Aménagement et de Transformation (CAT)**,
- Permis Spéciaux.

2.4.3.2. Politique de divulgation

Ni le Code forestier de 2000 ni celui de 2020 n'imposent explicitement la publication des conventions forestières. Toutefois :

- Selon le rapport ITIE 2020, chaque convention forestière signée doit être accompagnée d'un **arrêté d'approbation publié au Journal Officiel**, ce qui constitue un mécanisme de divulgation indirect.
- La loi n°10-2017 du 9 mars 2017 relative à la transparence et à la responsabilité dans la gestion des finances publiques introduit une obligation plus large de divulgation des accords de financement des projets extractifs, couvrant également les conventions forestières.

En l'absence d'obligation explicite dans le Code forestier, ce sont donc les principes de la loi sur la transparence et les pratiques administratives (publication des arrêtés) qui encadrent la divulgation.

2.4.3.3. Situation actuelle en matière de divulgation

Afin d'évaluer la conformité des pratiques de divulgation, une recherche en ligne a été menée pour vérifier la publication des conventions forestières répertoriées dans la situation 2023 de la DGEF. Les résultats détaillés de cette vérification figurent en annexe 22 du présent rapport.

Les conventions forestières actuellement en vigueur, toutes basées sur le Code de 2000, demeurent le fondement juridique permettant la perception des principales taxes forestières, notamment la taxe **d'abattage** et la taxe de superficie.

Conformément aux articles 106 à 108 du Code forestier de 2020, ces conventions auraient dû être converties en contrats de partage de production au plus tard en 2023. Toutefois, **ce nouveau régime n'est pas encore appliqué** à la date de rédaction du présent rapport, et les conventions forestières continuent d'être mises en œuvre selon les dispositions du Code de 2000.

2.5. Propriété effective

2.5.1. Définition

Conformément à l'exigence 2.5(f) de la Norme ITIE, le ou les **bénéficiaires effectifs** d'une entreprise sont les personnes physiques qui détiennent ou contrôlent en dernier ressort, directement ou indirectement, les droits de propriété ou de contrôle sur une entité juridique.

Sur la base du rapport de cadrage, des standards internationaux et des dispositions légales nationales, le CN-ITIE a adopté les définitions suivantes pour les besoins de la collecte des données et de l'établissement du registre national :

- Bénéficiaire effectif (BE)

Est considérée comme bénéficiaire effectif toute personne physique qui :

(i) détient en dernier ressort la propriété ou le contrôle d'une société, notamment par :

- une participation directe ou indirecte d'au moins 10 % du capital ou des droits de vote,
- y compris via des actions au porteur ou toute structure intermédiaire.

(ii) ou, lorsqu'aucune propriété ou contrôle ne peut être clairement établi, exerce un contrôle effectif sur la direction ou les décisions de l'entité par tout autre moyen.

Le seuil de 10 % ne s'applique pas lorsqu'il s'agit d'une Personne Politiquement Exposée (PPE).

- **Sociétés cotées et entreprises d'État**

- Les sociétés cotées ou leurs filiales entièrement détenues doivent fournir, en plus des informations de propriété, le lien vers la documentation réglementaire déposée auprès du marché boursier ou de l'autorité financière concernée.
- Lorsqu'un gouvernement ou un organisme public remplit les critères de contrôle, il est considéré comme bénéficiaire effectif.

- Personnes Politiquement Exposées (PPE)

Tout bénéficiaire effectif doit être identifié comme PPE s'il exerce ou a exercé d'importantes fonctions publiques au Congo ou à l'étranger, parmi lesquelles :

- Chef d'État, ministre, secrétaire d'État ;
- Parlementaire ;
- Magistrat des hautes juridictions ;
- Ambassadeur, officier supérieur ;
- Dirigeant d'une entreprise publique ;
- Haut responsable de parti politique ;
- Membres de la famille proche et personnes étroitement associées.

2.5.2. Feuille de route

Pour se conformer à l'exigence 2.5, la République du Congo a adopté en décembre 2016 une feuille de route nationale pour la mise en place d'un registre de propriété effective.

Dans le cadre de cette feuille de route, une étude approfondie a été réalisée en 2022 par un consultant international. Elle a porté sur :

- l'analyse du cadre légal relatif à la propriété effective ;
- les définitions techniques adoptées par le CN-ITIE (BE, PPE, etc.) ;
- les bonnes pratiques internationales ;
- des recommandations opérationnelles pour la mise en place du registre.

Le procès-verbal validant les résultats de l'étude et les recommandations associées est disponible sur le site de l'ITIE -Congo.

2.5.3. Registre de propriété effective

Dans le cadre de la feuille de route adoptée en 2016, l'étude réalisée en 2022 a proposé :

- un modèle national de registre,
- un schéma institutionnel de gestion,
- et surtout un projet de texte réglementaire destiné à instituer officiellement le registre des bénéficiaires effectifs au Congo, à définir les obligations de déclaration, les responsabilités administratives et les modalités de publication.

État d'avancement institutionnel

Bien que le projet de texte réglementaire ait été élaboré et validé techniquement au sein du Comité National ITIE, **il n'a pas encore été adopté** par les autorités compétentes.

Ce point constitue à ce jour le principal obstacle à l'opérationnalisation du registre, pour plusieurs raisons :

- absence d'une base légale contraignante pour exiger des entreprises la déclaration des bénéficiaires effectifs ;
- impossibilité pour l'administration de collecter, vérifier ou publier les données ;
- absence d'un organe gestionnaire formellement désigné ;
- impossibilité d'interconnecter les futures données du registre avec d'autres systèmes publics (registre du commerce, cadastre minier, cadastre pétrolier, etc.).

Ainsi, malgré :

- la feuille de route adoptée,
- l'étude réalisée,
- le modèle de registre développé,
- et les ateliers de sensibilisation tenus en 2022,

aucun registre opérationnel n'existe à ce jour au Congo.

2.5.4. Situation actuelle en matière de divulgation

2.5.4.1. Données sur la propriété effective

En l'absence d'un registre public, la collecte des données pour le présent rapport s'est basée sur le formulaire ITIE présenté en annexe 18, adressé aux entreprises des trois secteurs retenues dans le périmètre de déclaration.

La situation de collecte se présente comme suit :

TABLEAU 47 : SITUATION DE COLLECTE DES DONNEES SUR LA PROPRIETE EFFECTIVES

✓ Secteur des hydrocarbures

Types		Nombre
Sociétés non cotées tenues de communiquer les informations sur la propriété réelle	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information exhaustive sur la propriété réelle	1
	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information non complète sur la propriété réelle	2
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué les informations sur la propriété réelle	8
Sociétés cotées ou filiales exclusives tenues de communiquer le lien vers la documentation boursière	Nombre de sociétés qui ont communiqué le lien vers la documentation	-
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué le lien vers la documentation	1
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Entreprise d'État dans le secteur extractif	2
Total		14

✓ Secteur minier

Types		Nombre
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information exhaustive sur la propriété réelle	-
	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information non complète sur la propriété réelle	-
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué les informations sur la propriété réelle	5
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Nombre de sociétés qui ont communiqué le lien vers la documentation	1
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué le lien vers la documentation	2
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Entreprise d'État dans le secteur extractif	N/a
Total		8

✓ Secteur forestier

Types		Nombre
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information exhaustive sur la propriété réelle	-
	Nombre de sociétés qui ont communiqué une information non complète sur la propriété réelle	-
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué les informations sur la propriété réelle	11
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Nombre de sociétés qui ont communiqué le lien vers la documentation	N/a
	Nombre de sociétés qui n'ont pas communiqué le lien vers la documentation	N/a
Entreprises d'État (non tenues de déclarer selon la définition adoptée)	Entreprise d'État dans le secteur extractif	N/a
Total		11

Le détail par société est présenté en annexe 5 du présent rapport.

Constats généraux

1. Niveau élevé de non-réponse des entreprises non cotées : La majorité des sociétés n'ont pas communiqué d'informations sur la propriété effective :

- 8 dans le secteur des hydrocarbures ;
- 5 dans le secteur minier ;
- 11 dans le secteur forestier.

2. Contribution partielle des sociétés cotées : Seul un nombre limité de sociétés cotées ou de leurs filiales ont transmis les liens vers la documentation réglementaire exigée. La participation de cette catégorie d'entreprises demeure donc marginale.

3. Effets sur la conformité à la Norme ITIE : L'absence de base juridique opérationnelle pour la mise en place du registre des bénéficiaires effectifs, combinée à la faible communication des entreprises, entraîne :

- une exhaustivité insuffisante des données collectées ;
- une transparence limitée quant à la structure réelle de propriété dans les secteurs extractifs ;
- un écart au regard des attentes de l'Exigence 2.5 de la Norme ITIE 2023.

2.5.4.2. Données sur la propriété légale

(i) Cadre juridique et réglementaire

L'identification et la publication des ayants droit légaux des entreprises opérant dans les secteurs pétrolier, minier et forestier sont principalement encadrées par l'Acte Uniforme de l'OHADA relatif au droit commercial général. Son article 35 impose aux sociétés la tenue et la publication de leurs informations légales au Registre du Commerce et du Crédit Mobilier (RCCM).

Au niveau sectoriel, la transparence sur les titulaires de droits d'exploration et d'exploitation est également régie par :

- la Loi n°4-2005 portant Code minier ;
- la Loi n°15-2016 portant Code forestier ;
- la Loi n°2-2016 portant Code des hydrocarbures.

Les principales informations relatives aux contrats, aux détenteurs de titres et aux périmètres sont publiées au Journal officiel.

(ii) Accessibilité des données

L'accès aux informations légales se fait exclusivement en présentiel auprès des greffes des tribunaux de commerce et des tribunaux de grande instance.

Il n'existe pas, à ce jour, de registre numérique public permettant une consultation centralisée ou en ligne des données légales des sociétés ou des registres sectoriels (minier, pétrolier, forestier).

Toute demande d'information doit faire l'objet d'une requête formelle auprès des greffes compétents.

Des initiatives de formation et de vulgarisation de la Norme ITIE 2023 ont été menées en 2024 et 2025 par le Comité national ITIE, avec l'appui de partenaires techniques (dont Expertise France). Elles visent notamment à soutenir la digitalisation des services, le partage des données et l'amélioration de l'accès aux informations relatives aux licences, à la propriété légale et à la propriété effective.

(iii) Collecte des données dans le cadre du processus ITIE

Dans le cadre de la préparation du Rapport ITIE 2023, les entreprises extractives incluses dans le périmètre de déclaration ont été sollicitées pour fournir leurs données de propriété légale.

Les informations recueillies sont présentées en annexe 5 du présent rapport.

2.6. Participation de l'Etat et entreprises d'État

2.6.1. Secteur des hydrocarbures

2.6.1.1. Participation **de l'Etat** dans les entreprises pétrolières, projets pétroliers et conditions associées

(i) Participation dans le capital

Conformément à l'article 23 du Code des Hydrocarbures (2016), l'État peut détenir directement des participations dans le capital de sociétés pétrolières.

Au 31 décembre 2023, la seule participation directe détenue par l'État dans une société pétrolière commerciale est celle exercée sur la SNPC, détenue à 100 %.

En dehors de la SNPC, **aucune participation directe de l'État n'était enregistrée** dans d'autres sociétés pétrolières commerciales.

L'État détient également des participations indirectes dans certaines sociétés, à travers la SNPC.

Tableau 48– **Participations directes et indirectes de l'État dans le capital des sociétés pétrolières** (2022–2023)

Société	Société	Année	Participation directe de **l'État**	Participation indirecte via SNPC	Observations
SNPC	Amont pétrolier	2022	100%	N/A	Entreprise publique pétrolière nationale
		2023	100%	N/A	Participation inchangée
CONGOREP	Amont pétrolier	2022	0%	49%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	49%	Participation inchangée
SFP	Aval pétrolier	2022	0%	65%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	65%	Participation inchangée
CORAF	Aval pétrolier	2022	0%	100%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	100%	Participation inchangée
SNPC Distribution	Aval pétrolier	2022	0%	90%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	90%	Participation inchangée

Société	Société	Année	Participation directe de l'État	Participation indirecte via SNPC	Observations
SCP	Aval pétrolier	2022	0%	35%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	35%	Participation inchangée
SNAT	Aval pétrolier	2022	0%	30%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	30%	Participation inchangée
SOCOGAZ	Aval pétrolier	2022	0%	20%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	20%	Participation inchangée
SNPC_TRADING	Aval pétrolier	2022	0%	100%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	100%	Participation inchangée
ILOGS	Aval pétrolier	2022	0%	80%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	80%	Participation inchangée
BSCA	Autres	2022	0%	15%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	15%	Participation inchangée
SCLOG	Aval pétrolier	2022	0%	10%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	10%	Participation inchangée
BCH	Autres	2022	0%	16,51%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	16,51%	Participation inchangée
BVMAC	Autres	2022	0%	0,70%	Participation indirecte via SNPC, entièrement libérée
		2023	0%	0,70%	Participation inchangée

Nature des participations en capital

Les participations détenues par l'État — directement ou via la SNPC — sont des participations ordinaires, correspondant à une détention en capital au même titre que les autres actionnaires. Elles confèrent :

- des droits de vote proportionnels au pourcentage détenu ;
- un droit aux dividendes, distribués sur décision de l'Assemblée générale ordinaire (AGO) des actionnaires,
- dans la limite du résultat distribuable disponible tel qu'approuvé dans les états financiers annuels.

(ii) Participation dans les contrats pétroliers et conditions associées

La participation de l'État dans les activités d'exploration et de production est un instrument central de la politique pétrolière congolaise. Elle répond à une double logique :

1. **Assurer une présence stratégique de l'État dans tous les projets pétroliers** ;
2. Générer un revenu financier sous forme de dividendes, quote-part de production et autres avantages contractuels.

Cette participation — exercée par l'intermédiaire de la SNPC — relève du Cadre contractuel des CPP et est structurée par l'article 23 du Code des hydrocarbures (2016).

a) Participation minimale obligatoire (15 %) **– Portage intégral jusqu'à l'exploitation**

Conformément à l'article 23 :

- La participation de 15 % est obligatoire et attribuée à la SNPC.
- Jusqu'à la publication du décret d'exploitation, les obligations de financement liées à cette participation sont supportées par les autres membres du contracteur, au prorata de leurs parts (portage intégral).
- À compter de la date de publication du décret d'exploitation, la SNPC devient financièrement responsable de sa quote-part dans les dépenses pétrolières.

Ce mécanisme vise à garantir la présence de l'État dans tous les projets pétroliers, sans faire peser sur lui les risques financiers de la phase exploratoire.

b) Participation supérieure à 15 % – Non portée

Dans certains permis, les parts de la SNPC dépassent le minimum obligatoire (par exemple 34 %, 38 %, 40 %, 60 %). Ces participations additionnelles sont :

- négociées contractuellement ;
- non portées par les partenaires ;
- entièrement financées par la SNPC, dès l'exploration et le développement.

c) Participation portée et non portée : principes généraux

Dans le cadre des contrats pétroliers au Congo, la participation de la SNPC peut prendre deux formes : participation portée ou participation non portée. Ces deux régimes obéissent à des logiques financières et opérationnelles différentes.

➢ Participation portée

La participation portée correspond généralement à la participation minimale obligatoire de 15 % prévue par le Code des hydrocarbures.

- La SNPC ne finance pas les coûts pétroliers (exploration, développement, exploitation) afférents à cette part.
- Les dépenses correspondantes sont entièrement supportées par les autres membres du contracteur.
- Cette participation **n'entraîne aucune charge** pour la SNPC tant que le projet n'a pas généré de production commerciale.
- Les revenus liés à cette participation ne sont perçus qu'en cas de production rentable, sous forme de profit oil à concurrence des intérêts détenus.

En résumé : la participation portée est un mécanisme de participation sans investissement initial, limitant le risque financier pour la SNPC.

➢ Participation non portée

La participation non portée correspond aux parts détenues par la SNPC au-delà de la participation minimale obligatoire.

- La SNPC finance directement sa part des coûts pétroliers (coûts de développement, coûts d'exploitation, et, en cas de découverte commerciale, les coûts d'exploration)
- Les dépenses engagées deviennent des coûts pétroliers récupérables dans le cadre du mécanisme de cost oil prévu par les Contrats de Partage de Production.
- Les revenus associés proviennent de la quote-part de production (cost oil + profit oil) à concurrence des intérêts détenus.

En résumé : la participation non portée implique des engagements financiers directs pour la SNPC, mais permet une contribution plus importante aux revenus de l'État en cas de performance positive du projet.

c) Tableau des participations de la SNPC

La participation de la SNPC dans les contrats pétroliers au 31 décembre 2023 est présentée dans le tableau suivant :

TABLEAU 49 : PARTICIPATION DE LA SNPC DANS LES CONTRATS PETROLIERS AU 31/12/2023[19]

		Participation au 31/12/2022		Participation au 31/12/2023				
Permis	Champs	Associés	% intérêt	Associés	% intérêt	% Portage	Opérateurs	Huile/gaz
Ex Haute Mer	Nkossa	SNPC	15,00%	SNPC	15,00%		TEP CONGO	Nkossa Blend
	Nsoko II	TEP CONGO	53,50%	TEP CONGO	53,50%	62,94%		Propane/GPL
		CHEVRON CONGO	31,50%	CHEVRON CO	31,50%	37,06%		Butane/GPL

[19] *Source : états financiers SNPC 2023, page 6/66.*

		Participation au 31/12/2022		Participation au 31/12/2023				
Permis	Champs	Associés	% intérêt	Associés	% intérêt	% Portage	Opérateurs	Huile/gaz
Moho-Bilondo	Moho-Bilondo	SNPC	15,00%	SNPC	15,00%	100% OPEX → 62,94% TEP & 37,06	TEP CONGO	Djeno Mélange
		TEP CONGO	53,50%	TEP CONGO	53,50%	80% Portage CAPEX Seulement → 62,94% TEP & 37,06		
		CHEVRON CONGO	31,50%	CHEVRON CO	31,50%			
Foukanda II	Foukanda II	SNPC	34,00%	SNPC	34,00%	Non porté	ENI CONGO	Nkossa Blend
		ENI CONGO	58,00%	ENI CONGO	58,00%			
		AOGC	8,00%	AOGC	8,00%			
Djambala II	Djambala II	SNPC	40,00%	SNPC	40,00%	Non porté	ENI CONGO	Nkossa Blend
		ENI CONGO	50,00%	ENI CONGO	50,00%			
		AOGC	10,00%	AOGC	10,00%			
Mwafi II	Mwafi II	SNPC	34,00%	SNPC	34,00%	Non porté	ENI CONGO	Djeno Mélange
		ENI CONGO	58,00%	ENI CONGO	58,00%			
		AOGC	8,00%	AOGC	8,00%			
Kitina II	Kitina II	SNPC	38,00%	SNPC	38,00%	Non porté	ENI CONGO	Nkossa Blend
		ENI CONGO	52,00%	ENI CONGO	52,00%			
		AOGC	10,00%	AOGC	10,00%			
MARINE X	Awa-Paloukou	SNPC	10,00%	SNPC	10,00%	100,00%	ENI CONGO	Nkossa Blend
		ENI CONGO	90,00%	ENI CONGO	90,00%			
Kouilou	Mboundi	SNPC	17,00%	SNPC	17,00%	Non porté	ENI CONGO	Nkossa Blend
		ENI CONGO	46,00%	ENI CONGO	46,00%			
		BUREN	37,00%	BUREN	37,00%			
	Kouakouala	ENI Congo	50,00%	ENI Congo	50,00%	Non porté	ENI CONGO	Nkossa Blend
		SNPC	25,00%	SNPC	25,00%			
		Buren	25,00%	Buren	25,00%			
Ex Madingo	Loango II	SNPC	100%	SNPC	10,00%	Non porté	SNPC (De janvier à juin) AMMAT	Djeno Mélange
				AMMAT	42,50%			
				N/c	42,50%			
Ex Madingo	Zatchi II	SNPC	100%	SNPC	15,00%	Non porté		Djeno Mélange
				AMMAT	52,25%			
				N/c	29,75%			
Marine XII	Néné Banga	SNPC	10,00%	SNPC	10,00%		ENI CONGO	Djeno Mélange
		ENI CONGO	65,00%	ENI CONGO	65,00%	72,22%		Nkossa Blend
		NEW AGE	25,00%	NEW AGE	25,00%	27,78%		Gaz néné
Marine XII	Litchendjili	SNPC	10,00%	SNPC	10,00%			

		Participation au 31/12/2022		Participation au 31/12/2023				
Permis	Champs	Associés	% intérêt	Associés	% intérêt	% Portage	Opérateurs	Huile/gaz
		ENI CONGO	65,00%	ENI CONGO	65,00%	72,22%	ENI CONGO	Nkossa Blend
		NEW AGE	25,00%	NEW AGE	25,00%	27,78%		Gaz Litchendjili
Marine I	Yombo	SNPC	39,00%	SNPC	39,00%	Non porté	PERENCO CONGO	Fuel
		PERENCO	50,00%	PERENCO	50,00%			
		PETCO	11,00%	PETCO	11,00%			
MKB II	Kundji	SNPC	60,00%	SNPC	60,00%	Non porté	SNPC	Djeno Mélange
		ORION OIL	40,00%	ORION OIL	40,00%			
Lianzi	Lianzi	SNPC	7,50%	SNPC	7,50%	Non porté	CHEVRON CONGO	Nemba
		CHEVRON CONGO	15,75%	CHEVRON CO	15,75%			
		TEP CONGO	26,75%	TEP CONGO	26,75%			
		GALP	4,50%	GALP	4,50%			
		Angola BK 14	10,00%	Angola BK 14	10,00%			
		SONAGOL	10,00%	SONAGOL	10,00%			
		ENI CONGO	10,00%	ENI CONGO	10,00%			
		CABGOC	15,50%	CABGOC	15,50%			
MARINE II	Tilapia	SNPC	44,00%	SNPC	44,00%	Non porté	AAOG	Nkossa Blend
		PETRO KOUILOU/AAOG	56,00%	PETROKOUIL	56,00%			
BANGA KAYO	KAYO	SNPC	15,00%	SNPC	15,00%	100,00%	WING WAH	Djeno Mélange
		WING WAH	85,00%	WING WAH	85,00%			
EX-PNGF		SNPC	15,00%	SNPC	15,00%	Non porté	PERENCO CONGO	Djeno Mélange
	Tchibouela II	PERENCO CONGO	40,00%	PERENCO CO	40,00%			
	Tchendo II	HELMA	20,00%	HELMA	20,00%			
	Litanzi II	KONTINENT	10,00%	KONTINENT	10,00%			
	Tchibeli II	AOGC	10,00%	AOGC	10,00%			
		PETCO	5,00%	PETCO	5,00%			
KOMBI-LIKALALA-LIBOND	Kombi-Likalala-Libondo II	SNPC	20,00%	SNPC	20,00%	Non porté	PERENCO CONGO	Djeno Mélange
		PERENCO CONGO	55,00%	PERENCO CO	55,00%			
		PETCO	15,00%	PETCO	15,00%			Fuel
		AOGC	10,00%	AOGC	10,00%			
BOUATOU	Bouattou			SNPC	15,00%	Non porté	PERENCO CONGO	Djeno Mélange
				PERENCO CO	75,00%			
				PETCO	5,00%			
				AOGC	5,00%			
EMERAUDE II	Emeraude II	SNPC	15,00%	SNPC	15,00%	Non porté	CONGOREP	Djeno Mélange
		CONGOREP	69,38%	CONGOREP	69,38%			
		PERENCO CONGO	15,62%	PERENCO CO	15,62%			
POINTE-INDIENNE	Pointe - Indienne	SNPC	20,00%	SNPC	20,00%	Non porté	AOGC	Djeno Mélange
		AOGC	55,00%	AOGC	55,00%			
		PETROLEUM	13,00%	PETROLEUM	13,00%			
		IFOURET	12,00%	IFOURET	12,00%			
		SONAREP	85,00%	SONAREP	85,00%		SONAREP	

		Participation au 31/12/2022		Participation au 31/12/2023				
Permis	Champs	Associés	% intérêt	Associés	% intérêt	% Portage	Opérateurs	Huile/gaz
ZINGALI-LOUFIKA-TIONI	Zingali-Loufika - Tioni II	SNPC	15,00%	SNPC	15,00%	Non porté		NKossa Blend
IKALOU	Ikalou			SNPC	15,00%	Non porté	ENI CONGO	Djeno Mélange
				ENI CONGO	85,00%			

d) Points d'attention relevés lors de la revue du tableau des participations

La revue comparative des participations de la SNPC au 31 décembre 2023 met en évidence quatre points d'attention majeurs. Ces éléments ont été discutés avec la SNPC lors de la séance de travail du 28 octobre 2025, à son siège à Brazzaville.

- Absence des permis BOUATOU et IKALOU dans les participations déclarées

Les permis BOUATOU (Décrets n°2022-1911 et n°2022-1942) et IKALOU ne figuraient pas dans la situation des participations au 31 décembre 2022, alors qu'ils avaient été attribués à la SNPC (15%). Cette absence avait déjà été signalée dans le rapport ITIE 2022.

Selon les explications fournies par la SNPC, la non-inclusion des titres concernés dans les états financiers résulte de sa politique comptable interne : l'intégration des titres à l'actif du bilan est conditionnée par leur publication effective au Journal Officiel (JO), et non par la simple date de signature du décret d'attribution. Toutefois, une vérification des données disponibles indique que la date de parution au JO de ce permis remonte à 2022.

- Incohérences dans la répartition des participations du permis Ex Madingo (Loango II et Zatchi II)

Les Décrets n°2023-71 et n°2023-72 du 1er mars 2023 attribuent ces permis à la SNPC, l'operating étant confié à AMMAT.

Cependant, le Contrat de Partage de Production approuvé en 2024 (Lois n°5 et 7-2024) indique une répartition différente :

- SNPC : 15 %
- AGR Congo : 60 %
- TRANSFAL : 13 %
- ROSETTI : 12 %

Ces pourcentages ne correspondent pas aux données de participations 2023 communiquées par la SNPC. De plus, les pourcentages des associés dans les deux champs ne totalisent pas 100 % dans la situation communiquée par la SNPC.

Conformément aux clarifications récentes fournies par la SNPC, il apparaît que les incohérences relevées dans le tableau de participation 2023 résultent d'une simple erreur de renseignement. Malgré cette erreur de saisie, la situation pratique sur le terrain, notamment en ce qui concerne le partage des droits, les obligations financières et les flux de production, est opérée correctement et l'exécution suit scrupuleusement les dispositions du Contrat de Partage de Production (CPP).

➢ Situation non clarifiée du permis Marine XI

Conformément à la Loi n°13-2024 du 23 mai 2024, approuvant l'avenant n°1 au Contrat de Partage de Production (CPP) du permis Marine XI, les participations contractuelles ont évolué de manière significative depuis la signature initiale :

- Structure initiale du CPP : SOCO : 75 % – SNPC : 15 % – AOGC : 10 %
- Structure au 31 décembre 2018 après cessions : SOCO : 40,39 % – WNR Congo : 31,50 % – SNPC : 15 % – AOGC : 13,11 %

À la suite du retrait de SOCO, la République du Congo a attribué son intérêt de 40,39 % à Mercuria, désignée opérateur le 21 novembre 2019 (décision n°19X10696/MHC-DGH).

En septembre 2020, WNR Congo a été exclue du CPP, conformément au Code des hydrocarbures (loi n°28-2016). SNPC et AOGC ayant renoncé à leur droit de préemption, Mercuria a acquis, le 23 décembre 2020, l'intégralité de la participation de WNR Congo, portant sa part totale à 71,89 %.

L'avenant n°1 entre en vigueur à la date de publication de sa loi d'approbation au Journal Officiel, avec effet rétroactif au 21 novembre 2019.

Incohérence relevée dans la situation déclarée par la SNPC

Malgré ces éléments juridiquement établis et publiés :

- le permis Marine XI ne figure pas dans la déclaration ITIE de la SNPC ni dans ses états financiers au 31 décembre 2023 et 2024 ;
- aucune participation n'est enregistrée, ni au titre de l'intérêt contractuel (15 %), ni au titre de l'évolution des droits dans le CPP.

Selon la SNPC, Marine XI est toujours, sur le plan pratique, en phase de développement, l'opérateur étant en phase de négociation avec l'Etat. La SNPC indique appliquer le principe de non-**comptabilisation des participations tant que le permis demeure en phase d'exploration**, ce qui expliquerait son absence du tableau. Toutefois, cette position contredit les informations de la DGAP (Répertoire 2023 en annexe 29), où Marine XI figure bien parmi les champs en exploitation, opéré par Mercuria (71,89 %).

➢ Divergences constatées avec le répertoire pétrolier de la DGAP

Le rapprochement entre l'état des participations de la SNPC et le répertoire pétrolier de la DGAP (Annexe 29) met en évidence les incohérences suivantes :

- Permis Tilapia : Les données divergent tant sur l'opérateur que sur l'actionnariat. La SNPC déclare une participation de 44 % avec l'opérateur PetroKouil/AAOG 56%, tandis que la DGAP indique une participation de 15 % pour la SNPC, aux côtés de DMT Overhood (25 %) et de l'opérateur Olive Energy (60 %).

  Selon les clarifications fournies par la SNPC, les indications de la DGAP sont correctes au titre de l'année de 2023. Cette divergence constatée, en rapprochement avec les états financiers de la SNPC au titre de l'exercice 2023, s'explique par :

- ✓ l'erreur de mise à jour des participations de la SNPC au niveau du permis **d'exploitation** Tilapia dans le tableau résumant les intérêts participatifs de la SNPC dans les permis en production ;
- ✓ le fait que l'opérateur Olive Energy n'a pas réalisé les travaux prévus après la réattribution du permis et durant cette période, aucune part de production n'est revenue au contracteur (dont la SNPC fait partie). Les participations indiquées dans les états financiers de la SNPC sur trois exercices se rapportent aux participations **d'avant** cette réattribution

- Permis Marine XII (Champs Sounda) : Cet actif, où la SNPC détient 10 %, sont inscrits au répertoire de la DGAP mais ne figurent pas dans l'état des participations de la SNPC. ». Selon la SNPC, l'absence de cet actif dans ses déclarations se justifie par l'absence d'impact opérationnel (coûts ou production) depuis son attribution. Elle précise par ailleurs que la situation des participations présentée dans ses états financiers ne recense pas l'intégralité de son patrimoine pétrolier, mais se limite exclusivement aux actifs en phase de production.

➢ Absence de données sur la récupération des coûts pétroliers (cost recovery)

Le Code des hydrocarbures (articles 71 et 75) encadre la récupération des coûts pétroliers selon un ordre de priorité incluant :

1. coûts d'exploitation et provision pour investissements diversifiés ;
2. provisions pour remise en état des sites ;
3. coûts de développement ;
4. coûts d'exploration.

Aucune donnée n'a été transmise sur :

- les coûts récupérés en 2023 par opérateur,
- les coûts récupérés par permis,
- ni les plafonds de cost oil appliqués.

L'absence de ces informations limite l'analyse des engagements financiers des partenaires et la compréhension des flux pétroliers nets revenant à l'État.

2.6.1.2. Cas particulier de la participation directe dans la concession Yanga & Sendji

La concession Yanga–Sendji obéit à un régime juridique spécifique découlant :

- de l'accord du 21 août 1990, et
- de l'Article 9 du CPP du 23 novembre 1995 (PNGF), qui organise le passage progressif des concessions historiques au régime de partage de production.

➢ **Nature de la participation de l'État**

En vertu des dispositions précitées, la République du Congo bénéficie :

- d'une quote-part directe de 15 % de la production, distincte de toute participation en capital ou en intérêts contractuels ;
- en plus de la redevance et du profit-oil dû par chaque membre du Groupe contracteur.

Cette quote-part de production constitue un droit économique, et non une participation dans le permis ou dans la société contractante. Elle ne correspond donc ni à une participation en capital, ni à une participation contractuelle portant intérêts comme dans les CPP récents.

➢ Traitement des coûts pétroliers

Le mécanisme applicable à Yanga–Sendji diffère des règles actuelles du Code des hydrocarbures :

- Le Groupe contracteur supporte intégralement tous les coûts pétroliers de la concession.
- En contrepartie, il est autorisé à prélever périodiquement, sur la quote-part de Profit-oil revenant au Congo, les volumes nécessaires pour rembourser les 15 % du coût pétrolier **imputable à la part de l'État**.

Autrement dit, l'État reçoit 15 % de production « brute », mais le Groupe contracteur se rembourse sur le Profit-**oil de l'État**, jusqu'à extinction de la part de coûts lui revenant. Ce mécanisme est contractuel et antérieur aux règles actuelles de cost oil.

➢ **Absence d'inscription dans le répertoire pétrolier**

Selon le répertoire pétrolier 2023 **la participation de l'État dans Yanga–Sendji n'est pas répertoriée**,

Selon la DGAP :

- le droit de l'État intervient uniquement au moment du partage de la production,
- et ne constitue pas une « participation » au sens de la détention d'un intérêt contractuel dans le permis.

Il s'agit donc **d'un droit de prélèvement économique**, et non **d'une participation enregistrable dans** les tableaux de participations de la SNPC ou dans le répertoire pétrolier.

➢ **Divulgation des volumes revenant à l'État**

Les revenus en nature issus de cette participation particulière de l'État dans Yanga–Sendji sont présentés de manière détaillée dans la sous-section 4.2.1.1.1 du présent rapport.

2.6.1.3. Changements intervenus dans les participations **de l'Etat**

Sur la période 2022–2023, **aucune modification n'a été observée dans les pourcentages de participation de l'État**, détenus via la SNPC, dans les permis et contrats pétroliers en production ou en développement.

Les seules évolutions constatées concernent :

- les nouveaux octrois de permis intervenus en 2022 et 2023, qui ont conduit à l'intégration de nouveaux titres dans le portefeuille national ;
- ainsi que **quatre points d'attention** relatifs à l'exhaustivité et à la correcte prise en compte de certains permis par la SNPC (BOUATOU, IKALOU, Ex Madingo et Marine XI), détaillés dans la sous-section 2.6.1.2.

2.6.1.4. **Prêt ou garantie accordés par l'État à des entreprises** pétrolières

Dans le cadre de l'exercice 2023, l'ITIE Congo a sollicité la Direction Générale de l'Amont Pétrolier (DGAP), la Direction Générale du Trésor (DGT) ainsi que l'ensemble des entreprises pétrolières incluses dans le périmètre ITIE afin d'identifier toute transaction pouvant être assimilée à un prêt, une garantie ou tout autre forme de soutien financier de l'État, conformément à l'Exigence 4.5 de la Norme ITIE 2023.

a) Sociétés pétrolières privées

La revue :

- des déclarations transmises par la DGAP et la DGT, et
- des formulaires de déclaration des sociétés pétrolières privées concernées,

n'a pas permis d'identifier, pour l'exercice 2023, de transactions assimilables à des prêts ou garanties accordés par l'État.

b) Entreprises publiques pétrolières

- SNPC

Les formulaires de déclaration ITIE ainsi que les états financiers 2023 de la SNPC ne font apparaître aucune transaction pouvant être assimilée à un prêt, une avance ou une garantie de l'État.

- SONAREP

La SONAREP n'a pas déclaré de prêts ou garanties de l'État dans son formulaire ITIE 2023. Toutefois, l'analyse des états financiers 2023 fait apparaître un poste intitulé « autres créditeurs divers », d'un montant de 712 255,72 USD (contre 516 396,65 USD en 2022).

Selon les précisions figurant dans les notes annexes :

- ce poste correspond à des montants détenus pour le compte du Ministère des Hydrocarbures ;
- ces montants proviennent du solde net des recettes tirées de la vente du brut du permis TILAPIA, après audit des coûts pétroliers ;
- ils sont enregistrés comptablement comme **dettes envers l'État** dans les comptes de la société.

L'information disponible ne permet pas de conclure sur l'origine temporelle exacte du solde, en l'absence d'états financiers antérieurs publiés.

Qualification et besoins de divulgation au regard de la Norme ITIE

Du point de vue de la Norme ITIE, le fait qu'une entreprise publique détienne temporairement des montants revenant à l'État constitue une transaction à caractériser et à documenter, sans préjuger de sa nature juridique ni de son traitement budgétaire.

Lorsque ces situations ne sont pas pleinement décrites, elles peuvent relever, sur le plan économique, des catégories de transactions pour lesquelles l'ITIE recommande une transparence accrue, notamment:

- les dépenses quasi budgétaires, lorsque l'entreprise publique utilise temporairement des ressources qui devraient transiter par le budget de l'État ;
- les soutiens indirects, lorsque cette situation génère un avantage de trésorerie non documenté.

Il ne s'agit pas de remettre en cause les opérations concernées, mais de préciser les informations nécessaires pour assurer une lecture exhaustive et conforme aux exigences ITIE.

Dans cette perspective, et pour garantir une divulgation complète, les éléments suivants devraient être décrits et publiés :

- La nature des montants détenus, en précisant leur origine (vente de brut, ajustements consécutifs aux audits de coûts, périodes concernées).
- Les modalités de calcul du solde comptabilisé, ainsi que les exercices auxquels il se rapporte.
- Les modalités et les délais de reversement au Trésor ou à l'entité étatique concernée.
- Les flux financiers associés, notamment les encaissements, reversements ou affectations réalisés.

2.6.1.5. Relation avec TotalEnergies EP Congo – Mandat de commercialisation du pétrole

La République du Congo et TotalEnergies EP Congo sont liés par un mandat de commercialisation signé le 19 février 1996, régulièrement amendé par plusieurs avenants. Ce mandat encadre la commercialisation, par TotalEnergies EP Congo, d'une partie de la part d'hydrocarbures revenant à l'État dans certains permis, ainsi que les modalités de déduction de certains montants autorisés.

a) Objet et périmètre du mandat

Le mandat confie à TotalEnergies EP Congo :

- la commercialisation de la Redevance Minière Proportionnelle (RMP) des permis Nkossa et Nsoko ;
- la commercialisation du Profit Oil revenant à l'État dans le permis Yanga-Sendji.

En 2023, TotalEnergies EP Congo n'a commercialisé que le Profit Oil de Yanga Sendji dans le cadre du mandat.

b) Déductions autorisées par les textes

Les termes du mandat et de ses avenants autorisent TotalEnergies EP Congo à déduire, avant reversement à l'État, certains coûts directement liés à la commercialisation, notamment :

- les droits de trafic maritime institués par le décret n° 98-39 du 29 janvier 1998. Ces droits sont payés par les armateurs à la SOCOTRAM et au Conseil Congolais des Chargeurs, puis refacturés à TotalEnergies EP Congo et déduits du produit de commercialisation revenant à l'État ;
- les montants liés à la mise à disposition de personnel de TotalEnergies EP Congo auprès du Ministère des Hydrocarbures, lorsque ces montants sont expressément prévus dans le mandat.

La société confirme qu'elle ne perçoit aucune commission ou rémunération sur la commercialisation des parts revenant à l'État.

c) Volumes et valeurs commercialisés en 2023

Selon la déclaration de TotalEnergies EP Congo :

- 150 500 bbl ont été commercialisés au titre du Profit Oil Yanga-Sendji ;
- les déductions appliquées sont les suivantes :
  - 3 120 683 USD au titre des droits de trafic maritime ;
  - 527 629 USD pour la mise à disposition du personnel ;
  - 11 267 966 USD correspondant aux prélèvements sur les coûts pétroliers (Yanga-Sendji);
- le versement net au Trésor après déductions s'établit à 594 434 USD ;
- en y ajoutant la fiscalité pétrolière correspondante (11 856 330 USD), le cash net versé hors PID atteint 12 450 765 USD ;
- en incluant les provisions pour investissements diversifiés (17 332 233 USD), le cash total versé **à l'État en 2023** s'élève à 29 782 998 USD.

Certaines divergences existent toutefois entre les données déclarées par TotalEnergies EP Congo et celles rapportées par la Direction des Recettes Naturelles (DRN). Ces écarts sont analysés dans la section 4.1.3.1 du présent rapport.

Le tableau ci-dessous synthétise les revenus générés par la commercialisation, les prélèvements réalisés, ainsi que la cartographie des flux financiers associés (TotalEnergies – Etat), se présentent comme suit :

	Redevance sur PO - Champs Yanga-Sendji	Redevance sur Autoconsommation Yanga-Sendji / MOHO	RMP - Champs Nkossa-Nsoko
Part de l'Etat Valorisation au prix commercial et fiscal	150 500	4 825	205 684
Part de l'État commercialisée en valeur (Profit oil Y/S)	11 934 662		
Ajustement de prix	(72 261)		
Part de l'État commercialisée en valeur après ajustement de prix	11 862 400		

	Redevance sur PO - Champs Yanga-Sendji	Redevance sur Autoconsommation Yanga-Sendji / MOHO	RMP - Champs Nkossa-Nsoko
Part de l'Etat valorisée au prix fiscal (Redevance Nkossa & Nsoko)			15 576 507
Redevance sur autoconsommation valorisée au prix fiscal		383 372	
Ajustement de prix		(5 547)	(449 690)
Part de l'État valorisée au prix fiscal, après ajustement (Redevance Nkossa & Nsoko)			15 126 817
Prélèvements Coûts Y/S	(11 267 966)		
Redevance sur autoconsommation valorisée au prix fiscal, après ajustement		377 825	
Prélèvement taxe maritime			3 120 683
Prélèvement sur mise à disposition du personnel détaché			527 629
Produit de commercialisation (Profit oil Y/S)– contrepartie **reversée à l'Etat (a)**	594 434		
Solde de fiscalité pétrolière reversée à l'État net des prélèvements (b)			11 856 330
Cash Net Versé à l'Etat (Hors PID) (c)={a}+(b)			12 450 764
Provision pour investissements diversifiés			17 331 495
Ajustement des provisions			739
Provision pour investissements diversifiés, après ajustement (d)			17 332 234
Cash Net total versé à l'Etat 2023 (Hors PID) (e)=(c)+(d)			29 782 998

d) Méthode de valorisation confirmée par la DRN et TotalEnergies EP Congo

- lorsque le prélèvement concerne la RMP, la valorisation est effectuée au prix fiscal ;
- lorsque le prélèvement concerne le Profit Oil, la valorisation est effectuée au prix commercial.

2.6.1.6. Relation avec ENI Congo – Mandat de commercialisation du Gaz

Selon les informations publiées par la SNPC (lien), le développement du champ gazier Marine XII a conduit, en 2013, à la signature d'un **accord d'achat et de vente de gaz naturel** entre les contracteurs du permis Marine XII et la Centrale Électrique du Congo (CEC).

La CEC, détenue à 80 % par l'État, est approvisionnée en gaz provenant de ce permis opéré par ENI Congo, lequel assure également la **commercialisation des parts de gaz revenant à l'État pour le** compte de la CEC.

➢ **Existence d'un accord spécifique de commercialisation**

Ni le Contrat de Partage de Production (CPP) Marine XII ni l'avenant signé en 2013 ne prévoient explicitement un mandat de commercialisation confié à ENI Congo. La DRN et ENI Congo ont toutefois précisé que ce mandat résulte d'un accord distinct intitulé **« Accord de vente et d'achat de** gaz », conclu entre la République du Congo, ENI Congo, et la CEC.

Cet accord constitue le fondement du rôle d'ENI Congo dans la vente du gaz destiné à l'approvisionnement de la CEC, selon un mécanisme comparable à celui appliqué pour le mandat de commercialisation du pétrole confié à TotalEnergies EP Congo.

Cependant, **cet accord n'a pas été rendu public**, contrairement aux obligations de divulgation prévues à l'article 14 de la Loi n°10-2017 relative à la transparence et à la responsabilité dans la gestion des finances publiques.

Situation des paiements de la CEC : Selon les confirmations transmises par ENI Congo :

- la **CEC n'a jamais procédé au paiement des montants dus** au titre des achats de gaz, que ce soit pour la **part revenant à l'État** ou pour la quote-**part d'ENI** ;
- Les créances relatives à la quote-part d'ENI sur les ventes réalisées avant 2023 ont été régularisées par voie de compensation sur les droits de l'État issus de la production pétrolière opérée par ladite société. Ces opérations de compensation sont retracées dans le Tableau des Opérations Financières de l'État (TOEF) sous la rubrique "Transferts pétroliers".

➢ Volumes et valeurs commercialisés en 2023

Pour l'exercice 2023, ENI Congo a déclaré avoir vendu pour le compte de l'État 52 605 MSm³ de gaz au profit de la CEC, pour une valeur de 7 042 085 USD, soit 4 267 104 950 FCFA.

Par ailleurs, les montants relatifs à la quote-part ENI sur les ventes de gaz antérieures à 2023, restés impayés par la CEC, ont été récupérés par compensation sur les droits de l'État dans le pétrole 4 462 783 USD, soit 2 717 123 736 FCFA.

Le détail des ventes et compensations déclarées par ENI Congo figure en annexe 17 du présent rapport.

2.6.1.7. Ventes du Gaz (champs Marine XII) à AKSA

Dans le cadre de la réhabilitation de la Centrale Électrique de Djeno par la société AKSA Energy en 2022, la République du Congo s'est engagée à fournir, à titre exceptionnel et pour une durée de deux ans, les volumes de gaz nécessaires au fonctionnement de l'infrastructure via ses droits issus du permis Marine XII. Pour l'exercice 2023, un volume total de 40 113 840 Sm³ de gaz a été cédé à AKSA au prix convenu de 80 USD / 1000 Sm³, générant une créance totale de 3 209 107 USD.

Sur l'ensemble de l'année, les paiements effectifs versés directement au Trésor Public par le client s'élèvent à 2 009 168 USD, couvrant l'intégralité des livraisons du premier quadrimestre (janvier à avril) ainsi que celle de juillet. En revanche, un reliquat de 1 199 939 USD demeure en attente de règlement, correspondant aux consommations de mai et de la période allant d'août à novembre 2023. Il convient de noter qu'en raison de travaux de réfection du réseau électrique, la centrale est à l'arrêt depuis la fin de l'année 2023, ce qui explique l'absence de livraisons enregistrées en juin et décembre.

L'état exhaustif des volumes de gaz commercialisés, des paiements effectivement encaissés par le Trésor Public ainsi que des créances restant à recouvrer au 31 décembre 2023, est consigné dans l'annexe 28 du présent rapport.

2.6.1.8. Gestion du Terminal Djéno

Le terminal pétrolier de Djéno, situé au sud de Pointe-Noire, constitue l'infrastructure stratégique par laquelle transitent environ 95 % des volumes de brut produits au Congo. Construit en 1972 par TotalEnergies (63 %) et ENI (37 %), il s'étend sur 1 916 014 m² et joue un rôle central dans la chaîne logistique pétrolière du pays.

Figure 8 : Terminal pétrolier de Djéno





Fonctions principales du terminal

Le terminal assure quatre fonctions essentielles[20] :

1. Réception des volumes provenant des opérateurs du pays (TotalEnergies, ENI, CONGOREP/PERENCO, etc.).
2. Traitement préliminaire du brut (déshydratation, désalinisation) afin d'atteindre la qualité commerciale. Les bruts sont ensuite blendés pour produire Nkossa Blend et Djéno Mélange.
3. Stockage, avec une capacité totale d'environ 4 millions de barils.
4. Expédition, via tankers (rotations toutes les 3–4 jours) et pipeline vers la raffinerie de Pointe-Noire.

➢ Cadre juridique : fin de concession et reclassement dans le domaine public

Le contrat de concession détenu par TotalEnergies a expiré en novembre 2020.

Par Décret n°2022-1945 du 30 décembre 2022, l'État a procédé au classement du terminal de Djéno dans le domaine public, incluant :

- les installations situées à Djéno,
- les deux bouées de chargement,
- les périmètres techniques tels que consignés dans le plan annexé audit décret.

[20] *https://corporate.totalenergies.cg/terminal-de-djeno-des-activites-multiples-pour-une-energie-meilleure*

➢ Gestion transitoire et négociation du nouvel accord

Selon la lettre de la DGAP n°23/00089/MHC/DGAMP du 13/11/2023, la situation était la suivante :

- Gestion transitoire assurée par TotalEnergies via un **protocole d'accord** couvrant l'organisation et l'exploitation du terminal.
- Négociation en cours d'un :

  - **contrat d'exploitation** entre l'État et les membres de l'exploitant (TotalEnergies, ENI, SNPC, Perenco) ;

  - **contrat d'association** encadrant les relations entre ces membres.
- Les implications financières et fiscales étaient définies dans le protocole transitoire et devaient être confirmées par l'accord définitif.
- La régularisation des flux financiers de la période transitoire serait opérée après approbation parlementaire.

➢ **Approbation de l'accord d'exploitation (2024)**

La Loi n°18-2024 du 16 août 2024 a approuvé l'accord d'exploitation du terminal, conclu entre :

- l'État congolais,
- la SNPC,
- TotalEnergies EP Congo,
- ENI Congo S.A.U,
- Perenco Congo S.A.

L'exploitation du terminal est confiée à TotalEnergies, pour une durée renouvelable, dans le cadre d'un accord définissant :

a) Obligations techniques et opérationnelles

- Exploitation, maintenance et gestion du terminal.
- Modalités de gouvernance et responsabilités des parties.
- Exigences techniques et standards de sécurité.

b) Dispositions financières

Coûts refacturés aux utilisateurs

- CAPEX
- OPEX
- Provision pour abandon
- Marge de l'exploitant

Répartition : au prorata des volumes traités par chaque utilisateur.

Marge de l'exploitant

- 15 % des CAPEX amortis sur 7 ans
- 8,5 % des OPEX amortis sur 1 an
- Exclut : la redevance versée à l'État

Rémunération de l'opérateur technique

- 1,5 % des OPEX, versés directement à l'opérateur du terminal

Redevance due à l'État

- Redevance fixe : 1,5 million USD / mois
- Indexation : à compter du 1er janvier 2023, sur l'indice déflateur du PIB américain (OCDE)
- Inscrite dans les OPEX mais **hors assiette de la marge de l'exploitant**

➢ **Situation au regard de la mise en œuvre EN en 2023**

Selon les clarifications de la DGAP :

- le régime défini dans l'accord d'exploitation **n'est pas encore entré en vigueur** en 2023 ;
- par conséquent les dispositions financières (refacturation, marge, redevance) et les modalités opérationnelles de l'accord ne sont pas encore appliquées ;
- la gestion continue d'être assurée dans le cadre du protocole transitoire avec TotalEnergies, en attendant la pleine mise en œuvre de l'accord approuvé.

2.6.1.9. **Entreprise d'**État – SNPC

2.6.1.9.1. Identification de la SNPC **comme entreprise d'État**

Le Comité ITIE a identifié la Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC) comme la seule **entreprise d'État opérant dans le segment amont du secteur des hydrocarbures**, conformément à la définition de l'Exigence 2.6(a) de la Norme ITIE.

Cette identification repose sur les éléments suivants :

- **Détention intégrale par l'État** : La SNPC est un établissement public à caractère industriel et commercial (EPIC) dont le capital est détenu **à 100 % par l'État**.
- Participation directe aux industries extractives : Elle joue un rôle central dans les activités **d'exploration, de production et de gestion des opérations pétrolières**, en tant que bras opérationnel de l'État dans le secteur des hydrocarbures.

À ce titre, la SNPC est considérée comme entreprise publique extractive au sens de la Norme ITIE et fait l'objet d'une analyse spécifique dans le cadre de la participation de l'État et des transactions associées.

2.6.1.9.2. Cadre juridique et missions

La SNPC a été créée par la Loi n°001-98 du 23 avril 1998, en tant qu'établissement public à caractère industriel et commercial, doté de la personnalité morale ainsi que de l'autonomie financière et de gestion.

Elle a fait l'objet d'une restructuration et de nouveaux statuts adoptés par le Décret n°2017-420 du 9 novembre 2017.

Les missions principales de la SNPC peuvent être regroupées comme suit[21] :

Activité	Missions
SNPC – Mandat	- Commercialisation de brut de l'Etat pour le compte de l'Etat ; - Concourir à l'élaboration de la politique du gouvernement en matière de gestion des hydrocarbures liquides ou gazeux ; - Participer aux opérations de contrôle et de vérification exercées par l'Etat ; et - Créer un cadre propice à la formation du personnel congolais et contribuer à la constitution d'un pôle de compétences congolais dans le secteur de l'industrie pétrolière
SNPC – Activités Propres	- Entreprendre directement, ou à travers ses filiales, ou encore en association avec des partenaires, les activités de recherche, d'exploitation, de traitement, de transformation, de mise en valeur, de transport et de commercialisation des hydrocarbures liquides ou gazeux, tant sur le territoire congolais qu'à l'étranger ; et - Entreprendre ou participer à toute opération industrielle, commerciale, technique, mobilière et immobilière se rapportant, directement ou indirectement, aux opérations visées ci-dessus

2.6.1.9.3. Structure et gouvernance

La SNPC est placée sous la tutelle du Ministère des Hydrocarbures. Elle est administrée par un Conseil **d'administration (CA)** et dirigée par un Directeur général, conformément à ses statuts mis à jour par le décret n° 2017-420 du 9 novembre 2017.

Son organigramme actualisé est disponible en ligne (lien).

➢ **Composition du Conseil d'administration**

Conformément à l'article 12 des statuts, le CA constitue l'organe de gouvernance stratégique de la SNPC. Il se compose de :

- un représentant de la Présidence de la République ;
- un représentant de la Primature ;
- un représentant du Ministère des Hydrocarbures ;
- un représentant du Ministère des Finances ;
- un représentant du Ministère du Portefeuille public ;
- un représentant du Ministère de l'Environnement ;

[21] *Source : États financiers SNPC 2023.*

- un représentant du personnel ;
- deux personnalités désignées pour leurs compétences et leur expérience.

➢ Nomination et durée du mandat

Les administrateurs et le Directeur général sont nommés par décret en Conseil des ministres. La durée du mandat est de quatre (4) ans, renouvelable une fois pour le Directeur général.

➢ **Attributions du Conseil d'administration**

Le CA définit la politique générale de la SNPC et exerce les pouvoirs les plus étendus pour orienter et contrôler l'activité de l'entreprise. Ses principales prérogatives portent notamment sur :

- l'organisation générale de l'entreprise ;
- l'approbation du budget et des plans stratégiques ;
- la définition de la politique économique et des programmes d'investissement ;
- l'adoption des règlements intérieur et financier ;
- l'arrêté des comptes et la proposition d'affectation des résultats ;
- les décisions relatives aux opérations pétrolières, industrialo-commerciales et immobilières ;
- les partenariats, créations de filiales et opérations de restructuration ;
- les emprunts, garanties et engagements financiers ;
- l'exercice des contrôles et vérifications nécessaires.

➢ Gestion des bénéfices et politique de réinvestissement

Selon l'article 45 des statuts :

- l'affectation des bénéfices est proposée par la Direction générale et approuvée par le CA ;
- les bénéfices non répartis alimentent les **réserves d'investissement**, mobilisées pour financer les projets décidés dans le cadre des programmes annuels et pluriannuels validés par le CA.

➢ Informations déclarées par la SNPC (questionnaire ITIE)

Le détail des informations transmises par la SNPC concernant sa gouvernance, ses relations financières avec l'État, ses politiques internes et ses pratiques opérationnelles est présenté en annexe 25.

2.6.1.9.4. Revenus / paiements de la SNPC

(i) Revenus de la SNPC – Activités propres :

En 2023, les revenus de la SNPC, en tant qu'entreprise d'État opérant pour son propre compte, se répartissent en trois catégories principales, résumées au Tableau 45 :

- Revenus de commercialisation des parts propres dans les contrats pétroliers ;
- **Commissions perçues au titre du mandat de commercialisation des parts de l'État** ;
- Revenus de participation dans le capital des sociétés extractives.

Le montant total des revenus déclarés pour 2023 s'élève à 361,25 MUSD, soit 218,90 milliards FCFA.

TABLEAU 50 : SOMMAIRE DES REVENUS DE LA SNPC AU TITRE DE 2023

Types	Montant en Usd	Montant en FCFA[22]
Revenus de commercialisation des parts propres dans les contrats pétroliers (a)	293 507 027	177 848 645 809
Commission sur mandat de commercialisation des parts de l'Etat (b)	15 502 193	9 393 451 446
Revenus de participation dans le capital des sociétés extractives (c)	52 241 052	31 655 120 859
Total	361 250 272	218 897 218 114

(a) Revenus de commercialisation des parts propres dans les contrats pétroliers

Dans le cadre de ses activités propres, la SNPC commercialise sa part de Profit Oil / Cost Oil pour le pétrole et le gaz, directement ou via ses filiales et partenaires. La liste détaillée des participations de la SNPC dans les contrats pétroliers, ainsi que les modalités de partage de production qui leur sont associées, est présentée en section 2.6.1.1.

Les volumes et les montants encaissés au titre de 2023 sont présentés au Tableau 46. Ils reflètent :

- les volumes de pétrole et de gaz correspondant à la part de la SNPC ;
- la valeur des cargaisons effectivement commercialisées sur la période ;
- des revenus de commercialisation de 293,51 MUSD (soit 177,85 milliards FCFA).

TABLEAU 51 : REVENUS DE COMMERCIALISATION DES PARTS PROPRES DE LA SNPC 2023

	Bbls	MSm3	USD	FCFA
Période du 1/1/2023 au 31/12/2023				
Profit Oil - Cost Oil - Part SNPC (Pétrole)	3 243 409		257 178 639	155 835 698 923
Profit Oil - Cost Oil - Part SNPC (Gaz)		17 841	2 410 615	1 460 696 249
Total revenus en nature - Part de la SNPC 2023	3 243 409	17 841	259 589 254	157 296 395 172
Pétrole commercialisé en 2023	3 701 293		291 095 852	176 387 610 497
Gaz commercialisé en 2023		17 845	2 411 175	1 461 035 312
Revenus de commercialisation des parts propres 2023	3 701 293	17 845	293 507 027	177 848 645 809

Le détail des revenus en nature par projet et des revenus de commercialisation est présenté en section 4.2.1.2.

(b) Commission **sur mandat de commercialisation des parts de l'Etat**

Pour les parts d'huile de l'État mises à disposition par les opérateurs dans le cadre des contrats pétroliers, la SNPC agit comme **mandataire de l'État**.

Conformément à l'article 6 de la convention relative à la détention et à la gestion des droits, actifs et participations de l'État dans le domaine des hydrocarbures, la SNPC perçoit une commission de trading de 1,6 % de la valeur de chaque cargaison commercialisée pour le compte de l'État.

[22] Les revenus ont été reportés en Usd, les montants convertis en FCFA sont approximatifs (la conversion a été faite en fonction du cours moyen annuel officiel USD/FCFA 2023) : rapport annuel BEAC 2023, page 25 : https://www.beac.int/wp-content/uploads/2024/08/RAPPORT-ANNUEL-BEAC-2023-08-08-24_compressed.pdf

Selon la déclaration ITIE 2023 de la SNPC, le montant total des commissions perçues en 2023 s'élève à 9,39 milliards FCFA, soit 15,50 MUSD.

(c) Revenus de participation dans le capital des sociétés extractives

La SNPC détient un portefeuille de participations dans des sociétés opérant dans l'amont, l'aval pétrolier et dans d'autres secteurs (banques, logistique, etc.). La valeur de ces participations est détaillée au Tableau 47 des états financiers 2023, pour une valeur nette d'environ 68,38 MUSD.

Dans le secteur de l'amont, la SNPC détient notamment :

- 49 % du capital de CONGOREP ;
- 80 % du capital de SONAREP.

Selon la déclaration ITIE 2023 de la SNPC, les dividendes encaissés en 2023 au titre de ces participations s'élèvent à 31,66 milliards FCFA, principalement en provenance de CONGOREP.

TABLEAU 52 : PORTEFEUILLE TITRE DE LA SNPC AU 31/12/2023

				Valeur des titres en Actifs en MUSD 2023			Dividendes perçus (En MFCFA)
Entités	Secteur d'activités	Secteur d'activités	Part SNPC	Valeur Brute des titres	Provisions	Valeur Nette des titres	
SONAREP	Exploration et production pétrolière	Amont pétrolier	80%	0,18		0,18	-
CONGOREP	Exploration et production pétrolière	Amont pétrolier	49%	0,08		0,08	31,66
SFP	Forage pétrolier	Aval pétrolier	65%	0,13	0,13	-	-
CORAF	Raffinage	Aval pétrolier	100%	44,49		44,49	-
SNPC DISTRIBUTION	Distribution	Aval pétrolier	90%	42,03	42,03	-	-
SCP	Construction et exploitation pipelines	Aval pétrolier	35%	0,32	0,32	-	-
SNAT	Distribution dans l'hinterland	Aval pétrolier	30%	0,59	0,59	-	-
SOCOGAZ	Traitement de gaz	Aval pétrolier	20%	0,13	0,13	-	-
SNPC_TRADING	Valorisation de bruts	Aval pétrolier	100%	0,1		0,1	-
ILOGS	Services pétroliers	Aval pétrolier	80%	3,51	3,51	-	-
BSCA	Banque	Autres	15%	14,04		14,04	-
SCLOG	Logistique pétrolière	Aval pétrolier	10%	0,11		0,11	-
BCH	Banque Congolaise de l'Habitat	Autres	16,51%	9,31		9,31	-
BVMAC	Bourse de valeurs mobilières	Autres	0,70%	0,09		0,09	-
Total des titres à l'actif				115,11	46,71	68,38	31,66

Source : états financiers SNPC 2023.

(ii) Paiements et transferts de la SNPC – Activités propres :

Dans le cadre de ses activités propres, la SNPC est assujettie au paiement de l'ensemble des impôts, taxes, droits de douane et contributions prévus par la réglementation fiscale, ainsi qu'au versement de dividendes à l'État, son unique actionnaire.

Les paiements effectués en 2023 sont synthétisés au Tableau 48. Le montant total des paiements déclarés pour 2023 s'élève à 1,11 milliard USD, soit 675,37 milliards FCFA.

TABLEAU 53 : SOMMAIRE DES PAIEMENTS DE LA SNPC AU TITRE DE 2023

Types	Montant en Usd[23]	Montant en FCFA
Transferts au Trésor au titre de la Commercialisation des parts de l'Etat (a)	1 052 155 345	637 546 587 158
Paiements fiscaux spécifique à l'activité extractive (b)	1 792 183	1 085 961 365
Paiements fiscaux de droit commun (c)	7 450 909	4 514 829 409
Dividendes (d)	43 964 502	26 640 000 000
Paiements sociaux (e)	6 894 902	4 177 920 432
Paiements environnementaux (f)	2 315 340	1 402 964 709
Total	1 114 573 181	675 368 263 073

(i) **Versement au titre de la commercialisation de la part de l'Etat**

Dans le cadre de son mandat, la SNPC assure pour le compte de l'État la commercialisation des parts d'huile issues de la fiscalité pétrolière et de la participation de l'État dans les contrats pétroliers, conformément à la convention relative à la détention et à la gestion des droits, actifs et **participations de l'État dans le domaine des hydrocarbures**. Cette convention, qui définit notamment les obligations de la SNPC, **n'est pas rendue publique**.

La SNPC négocie les cargaisons selon les conditions du marché international et reverse au Trésor, via le compte ouvert à la BEAC, le produit des ventes après déduction :

- de sa commission de mandat (1,6 % de la valeur de chaque cargaison, article 6 de la convention);
- des frais liés à la commercialisation et au transport (ex. taxe maritime).

Les volumes commercialisés et les flux correspondants sont analysés en détail en sous-section 4.2.1.1.2 du présent rapport.

Selon la Direction générale du Trésor (DGT), les transferts reçus de la SNPC en 2023 s'élèvent à 637,55 milliards FCFA, montant cohérent avec la déclaration de la SNPC. Le tableau ci-après présente les reversements, majoritairement libellés comme « Avance cargaison ».

[23] *Les paiements ont été reportés en FCFA, les montants convertis en FCFA sont approximatifs pour les besoins de présentation (la conversion a été faite en fonction cours moyen annuel 2023 USD/FCFA = 605,94.*

Le Tableau 49 récapitule les versements, majoritairement libellés sous l'intitulé « Avance cargaison ».

TABLEAU 54 : DETAILS DE REVERSEMENTS 2023 PART DE L'ETAT VENDU (SNPC MANDAT)

Société	Date de paiement	Nomenclature des flux / Nom de la taxe	Volume	Montant FCFA	Bénéficiaire
SNPC mandat	19/01/2023	AVANCE CARGAISON DJENO DU 18-19 MARS 2023	N/c	30 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	19/01/2023	AVANCE CARGAISON	N/c	10 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	23/02/2023	AVANCE CARGAISON	N/c	35 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	07/03/2023	AVANCE CARGAISON	N/c	22 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	16/03/2023	AVANCE CARGAISON	N/c	4 169 325 803	Trésor
SNPC mandat	23/03/2023	AVANCE CARGAISON MAI 2023	N/c	23 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	22/05/2023	AVANCE CARGAISON MAI 2023	N/c	15 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	24/05/2023	AVANCE CARGAISON DJENO JUILLET 2023	N/c	25 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	22/06/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	25 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	01/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	10 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	01/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	10 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	09/08/2023	QUOTE PART ETAT DU IV TRIM 2022/VTES MKB	N/c	123 299 193	Trésor
SNPC mandat	10/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	20 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	10/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	5 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	25/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	20 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	25/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	17 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	25/08/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	5 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	22/09/2023	AVANCE CARGAISON 2023	N/c	25 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	18/04/2023	AVANCE CARGAISON 2023 POMPAGE CORAF (reversement au titre des ventes réalisées à la CORAF)	N/c	58 754 450 000	Trésor
SNPC mandat	28/04/2023		N/c	69 499 512 162	Trésor
SNPC mandat	14/07/2023		N/c	2 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	09/10/2023		N/c	20 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	31/10/2023		N/c	60 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	02/11/2023		N/c	20 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	13/11/2023		N/c	2 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	29/11/2023		N/c	20 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	29/11/2023		N/c	19 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	12/12/2023		N/c	45 000 000 000	Trésor
SNPC mandat	26/12/2023		N/c	20 000 000 000	Trésor
Total				637 546 587 158	

N/c : non communiqué.

Clarifications fournies par la SNPC

Suite aux demandes d'explication sur la nature des versements, la SNPC a apporté les précisions suivantes :

- Intitulé « Avances » : il ne s'agit pas de paiements anticipés sur des cargaisons futures, mais de versements correspondant au recouvrement partiel de cargaisons déjà vendues.
- Libellé « AVANCE CARGAISON 2023 POMPAGE CORAF » : Selon les indications de la SNPC, ces sommes concernent le recouvrement des créances sur les ventes de pétrole brut à la CORAF, pour un montant total de 336 253 962 162 FCFA.
- **Absence d'équivalent en volume** : la SNPC n'a pas communiqué la contrepartie en barils du montant reversé au Trésor (637 456 587 158 FCFA), estimant qu'**aucune conversion fiable n'est** possible en raison des ajustements appliqués (commission de mandat, variations de prix et de qualité des cargaisons).

Ces éléments constituent des **points d'attention en matière de transparence** dans le suivi des ventes de la part de l'État (liés à l'Exigence 4.2 de la Norme ITIE).

(ii) Paiements fiscaux **spécifiques à l'activité extractive**

Dans le cadre de ses activités extractives, la SNPC est soumise à la fiscalité pétrolière prévue par le Code des hydrocarbures et les contrats pétroliers, notamment les taxes liées à la production et à la superficie des permis.

Selon la déclaration ITIE 2023 des entités publiques, les paiements fiscaux spécifiques effectués par la SNPC en 2023 s'élèvent à 1 085 961 365 FCFA, répartis comme indiqué au Tableau 50 (redevance superficiaire et PID).

Des écarts de rapprochement ont été relevés entre les montants déclarés par la SNPC et ceux déclarés par la DGT. Ces écarts sont analysés en sous-section 4.1.3.2, et ont fait l'objet de demandes d'explication auprès des parties concernées.

TABLEAU 55 : PAIEMENTS FISCAUX SPECIFIQUES DE LA SNPC AU TITRE DE 2023

Flux	Entité perceptrice	Montant en Fcfa
Redevance superficiaire	DGT	94 607 412
Provision pour investissements diversifiés (PID)	DGT	991 353 953
Total		1 085 961 365

(iii) Paiements fiscaux de droit commun

Le régime fiscal applicable à la SNPC est défini par le décret n° 2022-1858 du 12 octobre 2022, qui précise les impôts et taxes de droit commun dus par les sociétés pétrolières, conformément au Code des hydrocarbures.

Selon la déclaration ITIE 2023 des entités publiques, les paiements fiscaux de droit commun effectués par la SNPC en 2023 s'élèvent à 4 514 829 409 FCFA, répartis selon le Tableau 51 (taxe sur les salaires, TVA, patente, impôts retenus à la source, droits de douane, etc.).

Des écarts de rapprochement ont été relevés entre les déclarations de la SNPC et celles de la DGID/DGDDI. Ils sont analysés en sous-section 4.1.3.2 .

TABLEAU 56 : PAIEMENTS FISCAUX DE DROIT COMMUN DE LA SNPC AU TITRE DE 2023

Flux	Entité perceptrice	Montant en Fcfa
Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	DGID	3 239 265 039
Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	DGID	353 544 625
Redressements fiscaux/amendes et pénalités	DGID	253 355 230
Patente	DGID	228 359 100
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	DGID	218 602 443
Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	DGID	113 300 927
Redevance informatique	DGDDI	31 779 827
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA-DGDDI)	DGDDI	20 372 945
Tarif Extérieur Commun (TEC)	DGDDI	28 191 365
Centimes Additionnels (CAD)	DGID	22 117 674
Taxe d'occupation des Locaux (y compris retenue à la source)	DGID	5 181 333
Droits accessoires à la sortie (DAS)	DGDDI	758 901
Total		4 514 829 409

(iv) Dividendes

En tant qu'entreprise d'État détenue à 100 %, la SNPC verse des dividendes à l'État sur la base de son résultat distribuable. Les règles de distribution des bénéfices sont précisées en sous-section 2.6.1.8.3.

Le versement des dividendes de la SNPC est encadré par le décret n° 2022-1857 du 12 octobre 2022, fixant les modalités de détermination et de versement des dividendes des entreprises d'Etat, qui prévoit:

- tout bénéfice distribuable doit être distribué (article 2) ;
- le bénéfice distribuable correspond au résultat de l'exercice, ajusté du report à nouveau, des pertes antérieures, des dividendes partiels et des réserves obligatoires (article 3) ;
- le dividende doit tenir compte des **projections de trésorerie et d'endettement**, sans dégrader la situation financière de l'entreprise (article 4) ;
- le dividende versé ne peut être inférieur à 30 % du bénéfice distribuable (article 4) ;

- le versement doit intervenir dans un délai maximum de 9 mois après la clôture de l'exercice, sous peine de sanctions de l'État actionnaire (article 5) ;

Selon la déclaration ITIE 2023, les dividendes versés par la SNPC à l'État s'élèvent à 26 640 millions FCFA, montant confirmé par la DGT.

(v) Paiements sociaux dans le cadre de la fondation

La Fondation SNPC, créée en 2002, met en œuvre des actions sociales dans les domaines de la santé, de l'éducation, du sport, de la culture et de l'humanitaire. Ces activités sont financées par la SNPC.

Selon la déclaration ITIE 2023, l'appui financier de la SNPC à sa Fondation s'élève à 704 997 750 FCFA. Les montants par intervention figurent dans le Tableau 52.

TABLEAU 57 : PAIEMENTS SOCIAUX DE LA SNPC 2023

Descriptions	Région de bénéficiaire	Date	Bénéficiaire	Montant en FCFA
Action sociale	Brazzaville	15/11/2023	SPONSORING FONDATION SNPC	199 118 000
Action sociale	Brazzaville	07/04/2023	SPONSORING FONDATION SNPC	50 000 000
Action sociale	Brazzaville	15/11/2023	BUDGET FONDATION SNPC 4ème TRIMESTRE	281 065 185
Action sociale	Brazzaville	24/08/2023	BUDGET FONDATION SNPC 3ème TRIMESTRE	64 472 645
Action sociale	Brazzaville	28/04/2023	BUDGET FONDATION SNPC 2ème TRIMESTRE	61 741 920
Action sociale	Brazzaville	07/02/2023	BUDGET FONDATION SNPC 1er TRIMESTRE	48 600 000
Total				704 997 750

Des informations complémentaires sur les activités de la Fondation sont disponibles sur le site de la SNPC.

(vi) Autres paiements sociaux

Outre l'appui à sa Fondation, la SNPC a déclaré en 2023 des paiements sociaux volontaires pour un montant total de 3 472 922 682 FCFA.

Ces dépenses couvrent principalement :

- des soutiens aux fédérations sportives (football, handball) ;
- des appuis à des établissements scolaires (Lycée d'Oyo, écoles d'Oyo/Tchiminzi, etc.) ;
- des actions communautaires dans plusieurs localités (Odziba, Tchiminzi, Brazzaville) ;
- des initiatives de développement sportif et social.

Le détail des paiements par bénéficiaire est présenté dans le tableau ci-dessous :

Descriptions	Région de bénéficiaire	Date	Bénéficiaire	Montant en FCFA
Fecofoot	Brazzaville	10/12/2023	Régulateur de la pratique de football	90 000 000
Fecofoot	Brazzaville	30/05/2023	Régulateur de la pratique de football	80 000 000
Lycée d'Oyo	OYO	06/06/2023	Education	73 810 000
Village d'odziba	ODZIBA	06/06/2023 05/07/2023	District	54 239 600
Écoles Oyo/tchiminzi	OYO/TCHIMINZI	02/11/2023	Education	60 000 000
Lycée d'Oyo	OYO	21/11/2023	Education	60 000 000
Federation congolaise de hand Ball	Brazzaville	01/07/2023	Régulateur de la pratique de handball	55 750 000
Lycée d'Oyo	OYO	22/11/2023	Education	101 340 000
Population de Brazzaville	Brazzaville	18/04/2023	Développement sportif	478 850 000
Population de Brazzaville	Brazzaville	15/01/2023	Développement sportif	136 000 000
Population de Brazzaville	Brazzaville	17/06/2023	Développement sportif	105 716 050
Population de Brazzaville	Brazzaville	03/06/2023	Développement sportif	81 000 000
Lycée d'Oyo	OYO/ CUVETTE	30/03/2023	Education	600 000 000
Lycée d'Oyo	OYO/ CUVETTE	16/08/2023	Education	300 000 000
Lycée d'Oyo	OYO/ CUVETTE	19/09/2023	Education	300 000 000
Terre d'école/population de Brazzaville	Brazzaville	10/12/2023	Education	500 000 000
Village tchiminzi	TCHIMINZI/ KOUILOU	11/08/2023	Education	70 812 371
Village tchiminzi	TCHIMINZI/ KOUILOU	24/10/2023	Education	70 812 371
Village odziba	ODZIBA/ POOL	16/02/2023	Education	52 967 548
Village tchiminzi	TCHIMINZI/ KOUILOU	18/04/2023	Génie Civil	141 624 742
Lycée d'Oyo	OYO/ CUVETTE	29/11/2023	Education	60 000 000
Total				3 472 922 682

(vii) Paiements environnementaux

Selon la déclaration ITIE 2023, la SNPC a effectué des paiements environnementaux pour un montant total de 1 402 964 709 FCFA. Ces dépenses se répartissent en deux catégories principales :

- Suivi des plans de gestion environnementale et sociale (PGES), réalisés dans le cadre du contrat 19/DG/DAMP/MKB/08 et de son avenant ;
- **Investissements liés à l'initiative "ECO ZAMBA"**, classés en actif biologique, conformément au contrat n°2023/017/SNPC/DG/SG/DAJA.

Les principaux paiements déclarés sont les suivants :

- Suivi du PGES (février, avril et septembre 2023) : 14 386 290 FCFA
- Activités de consultation et sensibilisation : 2 500 000 FCFA
- Dépenses liées au projet ECO ZAMBA (avances contractuelles, études et travaux) : 1 386 078 419 FCFA

Le montant cumulé des paiements environnementaux pour l'exercice 2023 s'élève ainsi à 1 402 964 709 FCFA.

Nature du flux	Montant en FCFA	Date	Description	Cadre juridique pour les dépenses obligatoires (Réf de la convention, Arrêté, décret, etc..)
Plan de gestion environnementale	4 795 430	14/02/2023	Suivi plan de gestion environnemental et social-Avril 2023- 025/GPME/DG/23	Contrat 19/DG/DAMP/MKB/08, Avenant 1
Plan de gestion environnementale	4 795 430	27/03/2023	Suivi plan de gestion environnemental et social-Février 2023- 060/GPME/DG/23	Contrat 19/DG/DAMP/MKB/08, Avenant 1
Consultation et sensibilisation	2 500 000	06/10/2023	Consultation et sensibilisation- Cession des terres à Kundji aux étrangers-030/GPME/DG/23	NP N°2023-08/SNPC/DAMP/DDO/HSE
Plan de gestion environnementale	4 795 430	23/11/2023	Suivi plan de gestion environnemental et social-Septembre 2023-040/GPME/DG/23	Contrat 19/DG/DAMP/MKB/08, Avenant 1
Actif biologique	781 910 507	24/08/2023	ECO ZAMBA : AVANCE A LA SIGNATURE DU CONTRAT	CONTRAT N° 2023/017/SNPC/DG/SG/DAJA
Actif biologique	5 150 000	25/08/2023	ECO ZAMBA : DEBOURS ETUDES DIAGNOSTIC SOCIO ECONOMIQUE SUR LA ZONE DE PROJET	CONTRAT N° 2023/017/SNPC/DG/SG/DAJA
Actif biologique	7 377 500	25/08/2023		CONTRAT N° 2023/017/SNPC/DG/SG/DAJA
Actif biologique	591 640 412	23/11/2023		CONTRAT N° 2023/017/SNPC/DG/SG/DAJA
Total	1 402 964 709			

2.6.1.9.5. Prêt ou garantie accordés la SNPC à des entreprises pétrolières

L'examen des états financiers 2023 de la SNPC n'a révélé aucun prêt ni aucune garantie accordés à des entreprises pétrolières. De même, aucune société incluse dans le périmètre ITIE 2023 n'a déclaré avoir bénéficié d'un tel appui de la part de la SNPC.

En conséquence, aucune transaction assimilable à un prêt ou à une garantie n'a été identifiée pour l'exercice 2023.

2.6.1.9.6. Livraison du Brut de l'Etat à la CORAF

La Congolaise de Raffinage (CORAF), filiale détenue à 100 % par la SNPC, assure le raffinage du pétrole brut pour l'approvisionnement du marché national. La raffinerie traite prioritairement le brut congolais, notamment celui issu du terminal de Djéno.

Les livraisons de brut sont effectuées conformément aux directives de l'État, soit à partir des parts d'huile de l'État, soit via des ventes directes réalisées par certains opérateurs. Les produits raffinés sont ensuite distribués sur le marché domestique à un prix administré, établi par arrêté.

Selon le Rapport ITIE 2020, la CORAF est liée à l'État par :

- un Contrat de performance (2008, modifié en 2013), non publié ;
- un contrat **d'achat de brut**, signé en mai 2020, dont les principales dispositions sont les suivantes :

Principales dispositions du contrat État – CORAF (mai 2020)

Objet	l'État s'engage à livrer à la CORAF des quantités de brut pour achat, réception et paiement.
Quantité	définies annuellement selon un programme validé en fin d'année N pour l'année N+1.
Qualité	Le pétrole brut, objet du contrat, sera de type Nkossa Blend ou Djéno Mélange, conformément aux spécifications en vigueur en République de Congo.
Prix	Prix : $\boldsymbol{P = PF \times (1 - R)}$ où : • *PF* = prix fiscal du mois de livraison ; • *R* = abattement de 15 % correspondant à la redevance proportionnelle. Le prix est fixé en USD/bbl mais facturé en FCFA selon le taux BEAC.
Facturation	Émise mensuellement par la SNPC (mandataire), avec ajustements ultérieurs lorsque le prix fiscal définitif est disponible.
Paiement	dans un délai maximum de 60 jours après livraison, par virement au Trésor.
Rapportage	la SNPC transmet trimestriellement aux ministères concernés un rapport sur les quantités livrées, les prix appliqués, les retenues et les paiements effectués.

Volumes livrés et paiements correspondants en 2023

Selon la déclaration de la SNPC (mandat) :

- Volumes livrés à la CORAF en 2023 : 5 463 001 bbl
- Valeur facturée : 375 774 834 USD (227 270 196 606 FCFA)

Selon la DGT et la SNPC, les reversements reçus de la CORAF en 2023 comprennent les recouvrements résiduels relatifs aux ventes antérieures à 2023.

Tableau 58 – Livraisons et recouvrements CORAF (2023)

	Vente CORAF			Recouvrement 2023			
Désignation	bbls	USD	FCFA	bbls	USD	FCFA	Source
Pétrole commercialisé en 2023 à la CORAF (Source : SNPC mandat 2023)	5 463 001	375 774 834	227 270 196 606	N/c	554 926 355	367 795 653 374	*336 253 962 162 FCFA encaissés reversés par la SNPC à la DGT + 31 541 691 212 FCFA reversés à la DGT directement par la CORAF*
Pétrole commercialisé avant 2023 (source : rapport ITIE 2022)	5 817 676	498 022 539	309 770 019 426				
Total	11 280 677	873 797 373	537 040 216 032	N/c	52 053 857	367 795 653 374	

(*) Source : SNPC mandat - DGT (reversements perçus auprès de la CORAF en 2023).

Le listing des livraisons par date, cargaison, quantité et par prix est présenté en annexe 12 du présent rapport.

2.6.1.9.7. Autres transactions avec les sociétés pétrolières

(i) Transactions avec la SONAREP

a) Contrat de prestation de services

L'examen des états financiers 2023 de la SNPC met en évidence un contrat de prestation de services conclu avec la SONAREP.

Les principales caractéristiques sont les suivantes :

Objet	Prise en compte de la facturation des services prestés
Nature du service	Non communiqué
Publication	Convention non publié
Modalités	Taux de rémunération de 0,5 % de baril produit.
Incidences sur l'exercice 2023	Au titre de l'exercice 2023, la SNPC a comptabilisé en compte de charges un montant de 6 975 620,64 Usd au titre de cette transaction.

b) Contrat de bail de services :

Les états financiers de la SNPC révèlent également un contrat de bail conclu avec la SONAREP :

Nature et objet	Location bâtiment à usage de bureaux
Publication	Convention non publié
Modalités	Loyer mensuel fixe et charges locatives.
Incidences sur l'exercice 2023	Au titre de l'exercice 2023, la SNPC a comptabilisé en compte de produits 167 053 Usd au titre de cette transaction.

c) Partenariat sur les permis Loufika–Tioni II et Zingali II

À la suite de la renonciation des précédents titulaires, les permis Loufika–Tioni II et Zingali II ont été attribués à la SNPC en novembre 2020. La SNPC a été autorisée à constituer un groupement avec d'autres entreprises, et l'opération des permis a été confiée à la SONAREP.

Les principales caractéristiques sont résumées ci-après :

Type	Champs	Titulaire	Dates			Décret attributifs	Superficie	Nature des minerais extraits
			Demande	Attribution	Fin			
Exploitation	Loufika - Tioni II	SNPC	11/03/2020	20/11/2020	19/11/2030	n° 2020-600 du 20 novembre 2020	61,17	Djeno mélange
	Zingali II	SNPC	11/03/2020	20/11/2020	19/11/2035	n° 2020–599 du 20 novembre 2020	39,25	Djeno mélange

Permis	Champs	Associés	% intérêt	% Portage	Opérateurs	Huile/gaz
ZINGALI-LOUFIKA-TIONI	Zingali-Loufika - Tioni II	SNPC SONAREP	15% 85%	Non porté	SONAREP	NKossa Blend

Selon la DGAP et les états financiers de la SNPC, **aucune production n'a été enregistrée en 2023** sur ces deux permis.

(ii) Avance partenaire pétroliers :

Selon les états financiers 2023 de la SNPC, le poste « Avances partenaires pétroliers » regroupe les financements apportés par les partenaires dans le cadre du portage de la SNPC, conformément aux Contrats de Partage de Production (CPP) et aux Joint Operating Agreements (JOA).

Ces avances correspondent aux contributions des partenaires pour couvrir la part de la SNPC dans les coûts pétroliers jusqu'à remboursement sur production.

Les montants enregistrés sont les suivants :

- 2 284,042 MUSD en 2023
- 2 008,157 MUSD en 2022

Ces avances, ainsi que leurs mouvements (avances, remboursements et intérêts), sont détaillées par opérateur dans les états financiers 2023 de la SNPC.

2.6.1.9.8. Publication des états financiers

Au Congo, l'obligation de publication des états financiers de la SNPC est encadrée par l'article 6 de la loi n°24-2018 du 30 juin 2018, modifiant la loi n°1-98 portant création de la SNPC. Cette disposition impose :

- la publication des états financiers consolidés et audités de la SNPC au plus tard à la fin du premier trimestre de l'année suivant celle de l'exercice concerné ;
- la publication, dans les mêmes délais, des états financiers audités des filiales de la SNPC.

Les états financiers audités de la SNPC sont publiés sur le site officiel du **Ministère de l'Économie et** des Finances.

Cependant, seuls les états financiers sociaux sont actuellement disponibles en ligne ; les états financiers consolidés audités ne sont pas publiés, en contradiction avec les obligations légales et les exigences de transparence financière prévues par la Norme ITIE.

2.6.1.9.9. Situation de la dette et autres postes financiers significatifs

L'examen des états financiers 2023 de la SNPC met en évidence plusieurs postes significatifs liés aux créances et dettes. Les principaux éléments identifiés sont présentés ci-après.

TABLEAU 59 : ÉTATS FINANCIERS ANNOTES SNPC AU 31/12/2023

EF	Rubrique	Compte	Solde fin 2022 Millions Usd	Solde fin 2023 Millions Usd	Justification
Bilan	Actif courant	Autres créances	1 096,53	1 186,69	*Les détails concernant la nature de cette créance ne nous ont pas été accessibles (*)*
Bilan	Passif non courant	Emprunts et dettes financières diverses	602,84	409,67	*Emprunt contracté le 31 octobre 2014 **auprès d'un consortium bancaire (chef de** file : Ecobank Capital). Restructuré en 2021. Garantie : production des permis Lianzi, Moho Nord et MKB II. Objet : financement du programme d'investissements 2014–2016 (2,7 Mds USD), dont 1,5 Md USD financé par emprunt bancaire.*
Bilan	Passif courant	Autres dettes	2 199,89	2 514,45	*Nous n'avons pas pu obtenir de détails sur la nature de cette dette (*)*

*(*) Conformément à l'affirmation de la SNPC, Les créances et dettes enregistrées dans les états financiers de la SNPC relèvent du fonctionnement propre de l'entreprise. Aucune dette de la SNPC n'est liée à des garanties **obtenues** de l'Etat congolais.*

2.6.1.10. **Entreprise d'Etat** – SONAREP

2.6.1.10.1. Identification **de la SONAREP comme entreprise d'Etat**

La Société Nationale de Recherche et Production (SONAREP), créée en 2002, est détenue :

- à 80 % par la SNPC ;
- à 20 % par SNPC Distribution.

Elle est donc une filiale exclusive de SNPC par et, à ce titre, elle est considérée comme **entreprise d'Etat** au sens de l'Exigence 2.6 de la Norme ITIE.

La SONAREP intervient dans le segment amont du secteur pétrolier, ce qui la place au cœur du périmètre ITIE.

2.6.1.10.2. Cadre juridique et missions

Créée en 2002, la SONAREP est une société anonyme relevant de la tutelle du Ministère des Hydrocarbures. Le capital social est établi à 100 000 000 FCFA.

Missions principales

La SONAREP a pour vocation :

- la prospection, la recherche et l'exploitation des gisements d'hydrocarbures ;
- l'opération de permis pétroliers pour le compte du groupe SNPC ou de l'État (ex. permis TILAPIA);
- la mise en œuvre d'activités techniques au profit de la SNPC, notamment sur les permis Loango–Zatchi et MKB II ;
- la location d'équipements et la fourniture de services spécialisés aux entités du groupe.

2.6.1.10.3. Structure et gouvernance

➢ Gouvernance de la SONAREP

La gouvernance de la SONAREP est assurée par un **Conseil d'administration**, organe chargé de la supervision stratégique de la société.

En l'absence de documents institutionnels publiés (statuts, rapport annuel, états financiers détaillés), les éléments présentés ci-après résultent des informations communiquées par la société via le formulaire de collecte ITIE.

➢ **Composition du Conseil d'administration**

Le Conseil d'administration est composé de sept (7) membres, désignés par décision de la holding SNPC, actionnaire majoritaire.

La durée du mandat des administrateurs est de six (6) ans.

La société indique disposer d'une charte éthique, définissant les principes et règles de conduite applicables aux dirigeants et au personnel.

➢ **Règles d'affectation des résultats et politique de réinvestissement**

Conformément aux règles applicables aux sociétés anonymes (Acte uniforme OHADA) :

- le **Conseil d'administration** propose l'affectation des résultats (distribution des dividendes, constitution de réserves, réinvestissements) ;
- les décisions sont approuvées par l'Assemblée générale ordinaire des actionnaires, composée de la SNPC (80 %) et de SNPC Distribution (20 %).

L'examen des états financiers 2023 de la SONAREP, complété par la revue de son formulaire de déclaration, révèle qu'aucun dividende n'a été distribué au titre de l'exercice 2023.

➢ Informations déclarées par la SNPC (questionnaire ITIE)

Le détail des informations transmises par la SNPC concernant sa gouvernance, ses relations financières avec l'État, ses politiques internes et ses pratiques opérationnelles est présenté en annexe 25.

2.6.1.10.4. Participations dans les contrats pétroliers

La SONAREP agit en tant qu'opérateur sur deux permis attribués à la SNPC en 2020 : Zingali II et Loufika–Tioni II[24]. Elle détient une participation de 15 %, contre 85 % pour la SNPC. Aucun mécanisme de portage n'est appliqué.

TABLEAU 60 : PERMIS PETROLIERS DONT LA SONAREP EST OPERATEUR EN 2023

Permis	Associés	Opérateur	SNPC	SONAREP	Portage	Qualité
Loufika – Tioni II	SNPC / SONAREP	SONAREP	85 %	15 %	Non porté	Djéno Mélange
Zingali II	SNPC / SONAREP	SONAREP	85 %	15 %	Non porté	Djéno Mélange

Selon la DGAP et la SNPC, **aucune production n'a été enregistrée en 2023** sur ces permis.

Par ailleurs, la SONAREP assure pour le compte de l'État la gestion opérationnelle du permis TILAPIA, rémunérée selon un tarif contractuel de 3 USD/bbl vendu à la CORAF.

2.6.1.10.5. Revenus et paiements de la SONAREP

(i) Revenus de la SONAREP

Les revenus de la SONAREP proviennent principalement :

- de la prestation de services liés aux activités pétrolières ;
- et, dans une moindre mesure, des opérations d'extraction lorsque des productions sont enregistrées.

Pour l'exercice 2023, les revenus se présentent comme suit :

TABLEAU 61 : SOMMAIRE DES REVENUS DE LA SONAREP AU TITRE DE 2023

Types	Montant en Usd	Montant en FCFA[25]
Revenus de commercialisation des parts dans les contrats pétroliers (a)	Néant	Néant
Revenu de gestion du champs TILAPIA pour le compte de l'Etat (b)	N/C	N/C
Revenus liés aux services rendus aux entreprises des hydrocarbures (c)	7 142 674	4 328 056 169
Dividendes (d)	Néant	Néant
Total	6 975 621	4 121 773 812

[24] *Les permis Loufika-Tioni II et Zingali II, initialement attribués à ENI Congo S.A. par décrets n°2010-332 et n°2010-333 du 14 juin 2010, ont été renoncés par l'opérateur en 2020 en raison du caractère marginal des gisements. La renonciation a été approuvée par l'État, et les permis ont été réattribués à la SNPC, qui en a confié l'opération à la SONAREP conformément aux décrets n°2020-599 et n°2020-600 du 20 novembre 2020.*

[25] *Les revenus ont été reportés en Usd, les montants convertis en FCFA sont approximatifs (la conversion a été faite en fonction du cours moyen annuel officiel USD/FCFA 2022).*

Il est à noter que les états financiers 2023 de la SONAREP indiquent un **chiffre d'affaires de** 5 050 218 USD, correspondant aux prestations détaillées dans la note explicative (page 8), à savoir :

- rémunération au titre du permis MKB II opéré par la SNPC (0,5 USD/baril produit) ;
- rémunération au titre de la gestion du permis TILAPIA, pour le compte de l'État (3 USD/baril commercialisé à la CORAF) ;
- mise à disposition de personnel SONAREP sur le permis Loango–Zachi pour le compte de la SNPC ;
- **location d'équipements** de *Well testing* à la SNPC sur le permis MKB II.

(a) Revenus de commercialisation des parts propres dans les contrats pétroliers

La SONAREP n'a déclaré aucun revenu de commercialisation dans le cadre du reporting ITIE 2023. De plus, aucune production n'a été enregistrée en 2023 sur les permis Zingali II et Loufika–Tioni II, pour lesquels la société est opérateur.

(b) Revenu de gestion du champs TILAPIA pour le compte de l'Etat

Les états financiers 2023 de la SONAREP mentionnent l'enregistrement de revenus issus de la gestion du champ TILAPIA, pour le compte du Ministère des Hydrocarbures, rémunérés à 3 USD/baril livré à la CORAF.

Cependant, deux limites sont identifiées :

- Absence de désagrégation : les états financiers ne détaillent pas les montants correspondants, rendant impossible l'identification des revenus effectivement perçus.
- Impossibilité de vérification indépendante : Bien que la DGAP déclare une production annuelle de 7 235 barils pour TILAPIA en 2023, les statistiques de ventes locales de la part de l'État (gérées par la SNPC) ne sont pas ventilées par champ, empêchant de confirmer les volumes effectivement commercialisés pour le compte de TILAPIA.

Suivant les clarifications de la DGAP, le permis Tilapia est entré dans une phase transitoire après son expiration le 17 juillet 2020. Durant cette période, s'étendant jusqu'en mars 2023, la SONAREP a assuré l'exploitation du champ à la demande de l'État (Lettre n°201187/MHC/DGH-Dexp). Par ailleurs, la lettre n°0X10975/MHC/CAB/dgh a autorisé la SONAREP à commercialiser le brut produit en attendant la signature d'un contrat de service. Les revenus issus de cette vente devaient être domiciliés sur un compte bancaire spécifique, ouvert au nom de la SONAREP et soumis au contrôle administratif avant tout partage.

L'examen des états financiers 2023 de la SONAREP confirme que la société a commercialisé le brut de Tilapia pour le compte de l'État. Après déduction des coûts audités, un solde net de 712 255,72 USD revenant au Ministère des Hydrocarbures a été dégagé. Ce montant, conservé dans la trésorerie de la SONAREP, est inscrit au passif de son bilan sous la rubrique « Autres créditeurs divers ».

(c) Revenus liés aux services rendus aux entreprises des hydrocarbures

Bien que la SONAREP n'ait pas déclaré de tels revenus dans sa déclaration ITIE 2023, les états financiers de la SNPC font apparaître l'existence de prestations facturées par la SONAREP.

Deux catégories principales sont identifiées :

- Revenus de services rendus à la SNPC

Selon les états financiers 2023 de la SNPC (rapport spécial CAC, p.4), la SONAREP a enregistré 6 975 621 USD de produits facturés à la SNPC.

Ces revenus correspondent notamment à :

- la mise à disposition de personnel SONAREP sur le permis Loango–Zachi ;
- la rémunération liée à la production du permis MKB II (0,5 USD/baril), selon les termes du contrat de service SONAREP–SNPC décrits en section 2.6.1.8.7 du présent rapport.

- **Revenus de location d'équipements**

Les mêmes états financiers indiquent que la SONAREP a perçu 167 053 USD pour la location d'équipements de *Well testing* à la SNPC sur le permis MKB II.

(d) Dividendes

En 2023, la SONAREP, ne détient pas des participations dans le capital des sociétés de l'amont pétrolier. Les seules participations détenues sont dans deux sociétés de l'aval pétrolier, SFP (5%) et SNPC distribution (10%), sur lesquelles elle n'a pas encaissé de dividendes en 2023.

(ii) Paiements de la SONAREP :

Dans le cadre de ses activités propres, la SONAREP est assujettie au paiement des impôts, taxes et droits de douane applicables, conformément à la réglementation fiscale en vigueur. En tant que filiale détenue majoritairement par la SNPC (80 %), elle est également tenue, le cas échéant, de verser des dividendes à sa société mère.

Les paiements déclarés au titre de l'exercice 2023 se présentent comme suit :

TABLEAU 62 : SOMMAIRE DES PAIEMENTS DE LA SONAREP AU TITRE DE 2023

Types	Montant en Usd[26]	Montant en FCFA
Paiements fiscaux spécifique à l'activité extractive (a)	Néant	Néant
Paiements fiscaux de droit commun (b)	1 493 247	904 823 236
Dividendes (c)	Néant	Néant
Paiements sociaux (d)	Néant	Néant
Total	1 091 028	678 619 500

(a) Paiements fiscaux spécifiques à l'activité extractive

La SONAREP est soumise à la fiscalité pétrolière applicable aux entreprises exerçant des activités d'exploration et de production, telle que définie par le Code des Hydrocarbures et par les contrats pétroliers.

[26] *Les paiements ont été reportés en FCFA, les montants convertis en Usd sont approximatifs (la conversion a été faite en fonction du cours moyen annuel 2023 USD/FCFA = 605,94).*

Toutefois, selon les déclarations ITIE 2023 de la SONAREP et des entités publiques concernées, aucun **paiement fiscal spécifique à l'activité extractive n'a été constaté en numéraire** pour l'exercice 2023. Cette situation s'explique notamment par l'absence de production sur les permis dont la SONAREP est opérateur en 2023.

(b) Paiements fiscaux de droit commun

Régime fiscal de la SONAREP : le régime fiscal de la SONAREP n'a pas pu être clarifié dans le cadre du présent rapport.

Conformément à sa déclaration ITIE 2023 des entités de l'Etat, le détail des paiements fiscaux de droit commun perçus auprès de la SONAREP, se présente comme suit :

TABLEAU 63 : PAIEMENTS FISCAUX DE DROIT COMMUN DE LA SONAREP AU TITRE DE 2023

Flux	Entité perceptrice	Montant en FCFA
Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	DGID	733 784 718
Impôts retenus à la source des sous-traitants	DGID	43 038 274
Patente	DGID	6 250 142
Taxe d'occupation des Locaux (y compris retenue à la source)	DGID	1 038 000
Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	DGID	8 160 000
Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	DGID	32 132 603
Redressements fiscaux/amendes et pénalités	DGID	80 419 499
Total		904 823 236

Il est à noter que des écarts de rapprochement ont été constatés entre la déclaration ITIE de la SONAREP et celle de la DGID. Ces écarts sont présentés dans la sous-section 4.1.3.2 rapprochement des paiements en numéraire, et ils ont fait l'objet de demandes d'explication.

(c) Dividendes

En tant qu'une filiale détenue à hauteur de 80%, la SONAREP est soumise aux paiements des dividendes à la SNPC sur le résultat distribuable de chaque période. Les règles régissant la répartition des bénéfices de la SONAREP n'ont pas été communiquées dans le cadre du présent rapport.

Selon la déclaration ITIE 2023 de la SONAREP, **aucun dividende n'a été versé au profit de la SNPC** au titre de l'exercice 2023.

Cette information est cohérente avec les états financiers 2023 de la SNPC, qui ne font apparaître aucune perception de dividendes en provenance de la SONAREP.

(d) Paiements sociaux

Conformément à sa déclaration ITIE 2023, la SONAREP **n'a déclaré aucun paiement social**, qu'il s'agisse de contributions volontaires ou de dépenses sociales obligatoires pour l'exercice considéré.

2.6.1.10.6. Prêts et garanties

La SONAREP a confirmé n'avoir :

- accordé aucun prêt ;
- octroyé aucune garantie ;
- bénéficié d'aucun financement tiers ou étatique.

Aucune transaction assimilable à un mécanisme de financement interne n'a été identifiée dans les états financiers de la SNPC.

2.6.1.10.7. Publication des états financiers

Les états financiers de la SONAREP pour l'exercice 2023 :

- ne sont pas publiés,
- et aucun document financier récent n'est accessible au public (dernière publication : 2019).

La société indique que ses comptes sont intégrés dans la consolidation du groupe SNPC, mais ne fait l'objet d'aucune publication autonome.

2.6.2. Secteur minier

2.6.2.1. Cadre légal et institutionnel applicable aux participations de l'État

Le régime juridique des participations de l'État dans les entreprises minières est défini par le Code minier et les **Conventions d'exploitation**.

(i) Cadre légal – Code minier

Conformément aux articles 98 et suivants du Code minier :

- Toute attribution d'un **permis d'exploitation** doit s'accompagner d'une Convention entre l'État et l'investisseur.
- Cette Convention précise entre autres la **participation de l'État** au capital et aux bénéfices.

(ii) Participation légale de l'État

Le Code minier impose systématiquement :

- une participation gratuite minimale de 10 % du capital de la société minière à l'État lors de sa création ;
- la possibilité pour l'État :
  - **d'acquérir** des parts supplémentaires, selon les modalités prévues par la Convention ;
  - de participer au financement des investissements via un accord d'actionnaires.

2.6.2.2. Participation de l'État dans les entreprises minières

L'état des participations de l'État dans les sociétés minières au 31 décembre 2023 nous a été transmis par la DGPP sous deux formats distincts. Le premier est une lettre officielle signée (N° 0102 / MBCPPP / DGPP-DSP, jointe en annexe 30 du présent rapport) et le second est un document Word non signé. Par

souci de fiabilité, l'analyse présentée ci-après a été réalisée exclusivement sur la base du document signé, seule pièce revêtant un caractère officiel.

Les participations reportées sont les suivantes :

TABLEAU 64 : PARTICIPATION DE L'ETAT DANS LE CAPITAL DES SOCIETES MINIERES AU 31/12/2023

Société	Participation au 31/12/2022[27]	Participation au 31/12/2023	Variation
AVIMA Fer	25%	-	-25%
Congo Iron SA	15%	-	-15%
DMC – SAPRO	10%	10%	-
MPC	10%	10%	-
SOREMI	10%	10%	-
MPD Congo	10%	10%	-
Congo Mining	10%	-	-10%
SintaKola Potash	10%	10%	-
LuLu des Mines	10%	10%	-
COMINCO	10%	10%	-
KOLA POTASH Mining	-	10%	+10%
Magnesium Alloy Corporation	-	10%	+10%
Sino Congo Ressource	-	10%	+10%
SANGHA Mining	-	10%	+10%
ULSAN Mining	-	10%	+10%

Toutes les participations de 10 % détenues par l'État dans les sociétés minières correspondent à des participations gratuites, octroyées conformément à la réglementation en vigueur.

Ces participations :

- **n'impliquent aucune contribution financière de l'État** aux coûts d'exploration, de développement ou d'exploitation ;
- **n'ouvrent pas droit à une récupération de coûts**, l'État ne supportant aucune dépense capitalisable ;
- **ne confèrent qu'un droit aux dividendes**, lorsqu'ils sont distribués par l'Assemblée générale des actionnaires (AGO) ;
- dépendent du résultat distribuable de la société et des décisions de gouvernance, généralement conduites par l'actionnaire majoritaire ou opérateur.

Sur la base des déclarations transmises par les sociétés minières et des données collectées auprès du Trésor, il apparaît qu'aucun dividende n'a été distribué au titre de ces participations pour l'exercice 2023.

[27] *Source : rapport ITIE 2022.*

2.6.2.3. Changements intervenus dans les participations de l'Etat

La comparaison des participations de l'État entre 2022 et 2023 montre de grands changements dans les sociétés minières.

Société	Variation 2023 - 2022
AVIMA Fer (i)	-25%
SANGHA Mining (i)	+10%
KOLA POTASH Mining (ii)	+10%
Congo Iron SA (iii)	-15%
Magnesium Alloy Corporation (iv)	+10%
ULSAN Mining (iv)	+10%
Congo Mining (v)	-10%
Sino Congo Ressource (vi)	+10%

(i) En ce qui concerne la société AVIMA :

- Selon les clarifications fournies par la Fédération des Mines Solides du Congo (FedMines) : La société Avima fer s'est vu retirer son permis en novembre 2020 (décision publiée au Journal Officiel), permis ensuite attribué à Sangha Mining. La même situation concerne Congo Iron et Congo Mining, dont les permis ont également été retirés en novembre 2020 au profit de Sangha Mining. Depuis 2021, des arbitrages sont en cours devant la CCI Paris à la suite de ces retraits de permis.
- Selon les clarifications de la DGM : Concernant Avima fer, une tentative de l'État d'augmenter sa participation a échoué, les fonds nécessaires n'ayant jamais été libérés. Cette procédure est désormais caduque suite au retrait du permis :

Permis	Anciens titulaires	Date de retrait	Motifs du retrait	Nouveau titulaire (Gré à gré)
Avima	Avima fer	30/11/2020	Insuffisance d'activités & non-paiement des redevances (2013-2019)	SANGHA Mining

(ii) En ce qui concerne Kola Potash :

- Selon les clarifications fournies par la Fédération des Mines Solides du Congo (FedMines) : il convient de préciser que l'affirmation selon laquelle l'État aurait exercé ses droits sur 10 % des parts est inexacte. Malgré de multiples relances, l'État n'a jamais confirmé à quelle entité étatique ces participations dans Kola Potash Mining devaient être attribuées. Par conséquent, l'État n'a jamais exercé ses droits.
- Selon les clarifications de la DGM : la participation de l'État n'est que théorique et donc non effective vu que la société n'est pas en phase de production.

(iii) En ce qui concerne Congo Iron : Selon les clarifications de la DGM : la participation de l'État n'est que théorique et donc non effective vu que la société n'est pas en phase de production.

(iv) En ce qui concerne Magnesium Alloy et ULSAN Mining :

- Selon les clarifications fournies par la Fédération des Mines Solides du Congo (FedMines) :

✓ Pour ULSAN Mining Congo SAU, son permis d'exploitation n'ayant été attribué qu'en août 2023.
✓ La société Magnesium Alloy Corporation (MagAlloy) était la société d'exploitation du projet des potasses de Mengo. Elle a été remplacée par la société d'exploitation MagMinerals Potasses Congo (MPC). Cette société semble avoir cessé ses activités. En outre, les activités de MPC semblent actuellement suspendues. En outre, l'Etat ne devrait pas avoir de participation dans une société d'exploration.

- Selon les clarifications de la DGM : la participation de l'État n'est que théorique et donc non effective vu que les deux sociétés ne sont pas en phase de production. Néanmoins, l'attribution du permis à ULSAN Mining a été actée au cours de l'exercice 2023, après que la société Congo Mining en a été déchue en 2021.

Permis	Anciens titulaires	Date de retrait	Motifs du retrait	Nouveau titulaire (Gré à gré)
Mayoko-Moussoundi	CONGO MINING	02/08/2021	Insuffisance d'activités & non-paiement des redevances (2013-2019)	Ulsan Mining Congo (décret du 15/09/2023)

(v) En ce qui concerne Congo Mining :

- Selon les clarifications fournies par la Fédération des Mines Solides du Congo (FedMines) : le permis d'exploration Badondo a été retiré en novembre 2020 et le permis d'exploitation Mayoko-Moussondji a été retiré en avril 2021. Dès lors, la société ne disposant plus d'aucun permis valide depuis 2021, expliquant ainsi son absence de la liste des participations de l'État. Il convient toutefois de préciser que le permis Mayoko-Moussondji a été réattribué en août 2023 à la société turque ULSAN Mining Congo SAU.

Selon les clarifications de la DGM : la participation de l'État n'est que théorique et donc non effective vu que la société n'est pas en phase de production. **(a) Permis d'exploitation attribués en 2023 absents** des participations publiques

Deux (02) permis d'exploitation octroyés en 2023 selon le répertoire minier de la DGM (annexe 9) dans sa première version ne figurent pas dans la situation déclarée par la DGPP, alors que le cadre légal implique une participation publique obligatoire :

Permis	Société	Décret	Substance
KANGA	Congoying Mine SARL	N°2023-525 du 27 mai 2023	Potasse
Avima	Zhi Guo	N°2023-526 du 27 mai 2023	Potasse

Ainsi, selon les clarifications fournies par la Fédération des Mines Solides du Congo (FedMines) :

- Le projet Avima correspond au permis de minerai de fer de la société Core Mining (Sangha), retiré en novembre 2020 et attribué à Sangha Mining. Ce permis ne concerne pas la potasse et n'existait plus en 2023 en tant que permis valide détenu par Core. En conséquence, la référence à un « permis Avima – potasse » apparaît inexacte.

- Le permis Kanga (potasse) est développé par NewCo Mining SA, titulaire du permis d'exploitation. Les principaux actionnaires identifiés sont : AMED Funds (actionnaire majoritaire), SARMIN Group Inc. et Baker Steel Resources Trust. La société a signé en 2023 une Convention minière d'une durée de 25 ans.

La DGM n'a fourni aucune clarification à ce sujet.

(b) Société titulaire de permis d'exploitation valide mais sans participation déclarée

Le répertoire minier au 31/12/2023 mentionne une (01) société disposant d'un permis d'exploitation, pour laquelle **aucune participation de l'État n'a été reportée** :

Nom Société	Nature de minerai	Date **d'attribution**	Date de fin de validité	Permis/	N° Décret
UKCL Development Congo	Potasse	07-déc-21	06-déc-46	Manenga	N°2021-502 du 7 décembre 2021

La DGM n'a fourni aucune clarification à ce sujet.

(c) Participation déclarée par la DGPP pour une société non répertoriée au cadastre

La DGPP a déclaré une participation de 10% dans le capital de la société Magnesium Alloy Corporation alors que cette société ne figure pas parmi les titulaires de permis d'exploitation.

Selon les clarifications fournies par la FedMines, la société Magnesium Alloy Corporation (MagAlloy) était la société d'exploration du projet des potasses de Mengo. Elle a été remplacée par la société d'exploitation MagMinerals Potasses Congo (MPC). Cette société a quitté la FedMines en 2020 et semble avoir cessé ses activités. Cette information doit être confirmée auprès du Ministère des Industries Minières et de la Géologie. En outre, les activités de MPC semblent actuellement suspendues, ce qui doit être pris en compte.

La DGM n'a fourni aucune clarification à ce sujet. Elle confirme seulement que la participation de l'État n'est que théorique et donc non effective vu que la société n'est pas en phase de production.

Selon les clarifications de la DGM et d'après les informations communiquées par la Direction du Suivi des Participations de la Direction Générale du Portefeuille Public, le Ministre des Finances, du Budget et du Portefeuille Public a diligenté, par la note N° 0685 du 24 juin 2025, une mission de recensement exhaustif des entreprises et établissements publics. Cette mission est encours à la date d'élaboration du présent rapport, elle consistera à collecter les données relatives aux participations directement auprès des ministères de tutelle.

L'analyse de ces éléments met en évidence une absence de centralisation et de maîtrise des données concernant les participations de l'État dans le secteur minier. Le fait que l'administration doive initier une mission de recensement spécifique auprès des ministères sectoriels démontre que le portefeuille public minier actuel n'est ni exhaustif, ni consolidé.

2.6.2.4. Prêts ou garanties accordés par l'État aux entreprises minières

Pour l'exercice 2023 :

- la Direction générale des Mines (DGM),
- la Direction générale du Trésor (DGT),
- et les sociétés minières déclarantes

ont confirmé l'absence de prêts, garanties, subventions ou tout autre mécanisme de financement public en faveur des entreprises minières.

2.6.2.5. Entreprises d'État opérant dans le secteur minier

Conformément à la définition de l'Exigence 2.6(a) de la Norme ITIE 2023 : Aucune entreprise d'État n'opérait dans le secteur minier en République du Congo en 2023.

2.6.3. Secteur forestier

2.6.3.1. **Participation de l'Etat dans les entreprises** forestières, projets forestiers et conditions associées

Le cadre légal et réglementaire applicable au secteur forestier en République du Congo ne prévoit **aucune participation directe de l'État dans le capital des entreprises forestières**, ni dans les projets d'exploitation forestière.

Ainsi, aucune participation publique, gratuite ou contributive, n'est exercée dans les sociétés titulaires de concessions forestières au sens de l'Exigence 2.6 de la Norme ITIE 2023.

Les concessions forestières sont attribuées via des titres administratifs (agréments, conventions d'exploitation, UFA/CFAD), sans mécanisme de prise de participation au capital.

2.6.3.2. **Prêt ou garantie accordés par l'État à des entreprises** forestières

Pour l'exercice 2023, la Direction Générale de l'Économie Forestière (DGEF) et la Direction Générale du Trésor (DGT) ont été sollicitées afin de déclarer tout prêt, garantie ou soutien financier accordé par l'État aux entreprises forestières.

- L'examen des formulaires de déclaration de ces deux entités **n'a révélé aucune transaction** assimilable à un prêt ou à une garantie accordée par l'État en 2023.
- De même, les entreprises forestières incluses dans le périmètre de rapprochement **n'ont** déclaré aucune opération de ce type.

2.6.3.3. **Entreprises d'État dans le secteur** forestier

Pour l'année 2023, **aucune entreprise d'État n'opère dans le secteur forestier**, conformément au périmètre défini par l'Exigence 2.6 de la Norme ITIE 2023.

3. Exploration et Production

3.1. Information sur les activités de prospection/exploration

3.1.1. Secteur des hydrocarbures

Cette section présente les principales activités de prospection et d'exploration dans le secteur des hydrocarbures en 2023. Elle complète les informations générales exposées dans la section 2.1.1.1 « Contexte du secteur des hydrocarbures ».

Faute de données spécifiques transmises par la DGAP, les informations ci-après proviennent d'une revue documentaire fondée sur des sources publiques et des communiqués officiels. Elles complètent les éléments déjà présentés dans les sections précédentes du rapport.

Les initiatives d'exploration enregistrées en 2023 portent principalement sur :

1. la valorisation du gaz naturel,
2. le **renforcement du portefeuille de permis d'exploration**, et
3. la **mise en œuvre de nouveaux partenariats énergétiques**.

Ces actions s'inscrivent dans la stratégie nationale visant à accroître la production d'hydrocarbures et à réduire le torchage.

a) Projets de valorisation du gaz – Congo GNL (Eni Congo)

Le projet Congo GNL constitue l'un des axes majeurs de développement du secteur. Il vise la liquéfaction du gaz associé pour l'exportation.

Composante	Description	Échéance / Statut
Phase 1 – FLNG TANGO	Mise en service du navire pour la liquéfaction du gaz.	Première cargaison produite en 2024.
Phase 2 – Deuxième unité FLNG	Construction d'une seconde unité flottante.	Mise en service prévue en 2025 (capacité totale ≈ 4,5 milliards m^3/an).
Objectif	Réduction du torchage et exportation de GNL.	Mise en œuvre en cours.

b) Nouveaux permis et initiatives d'exploration

Plusieurs permis et engagements d'investissement ont été annoncés afin de soutenir l'activité d'exploration.

Projet / Permis	Description	Statut
Permis Nzombo[28]	Attribution à TotalEnergies (opérateur), Qatar Energy et SNPC.	Attribution prévue en 2025.
Investissement TotalEnergies[29]	Engagement d'un investissement additionnel de 600 M USD.	Annonce en 2024, mise en œuvre pluriannuelle.

[28] TotalEnergies (Communiqué de presse)
[29] African Energy Chamber

Projet / Permis	Description	Statut
Permis PNGF Bis et Kouakouala II[30]	Attribution / renouvellement de permis à la SNPC.	Décrets publiés fin 2023–début 2024.

c) Autres initiatives de valorisation

Le gouvernement poursuit la diversification de ses partenariats énergétiques.

Projet / Initiative	Description	Statut
Projet gazier Wing Wah (Chine)[31]	Signature d'un Contrat de Partage de Production pour la valorisation du gaz.	Contrat signé en 2024.
Projet de raffinerie[32]	Développement d'une nouvelle capacité de raffinage pour couvrir la demande nationale.	Projet en étude.

3.1.2. Secteur minier

Les informations générales sur le secteur minier sont présentées dans la section 2.1.2.1 du rapport. En l'absence de données spécifiques transmises par la Direction Générale des Mines (DGM), la présente section s'appuie sur une revue documentaire issue de sources publiques. Elle offre un aperçu synthétique des principales activités d'exploration et d'exploitation en 2023.

Substance	Description Détaillée[33]
Le fer	Plusieurs projets de minerai de fer demeurent en portefeuille : • MPD – Zanaga (Lékoumou) : Ressources estimées à 6,9 milliards de tonnes (34 % Fe) et Réserves estimées à 2 Mt. • Sangha Mining – Avima et Nabemba (Sangha) : - Avima : potentiel d'environ 580 millions t (teneur 30–60 %). - Nabemba : réserves estimées à 517 millions t (33,9–62,4 % Fe) et 4 milliards t additionnelles. • Sapro – Mayoko-Lékoumou (Niari) : réserves estimées à 685 millions t.
La potasse	Trois projets structurent la filière : • MPC – Mengo (Kouilou) : réserves de 33,7 millions t. • Luyan des Mines – Mboukoumassi (Kouilou) : réserves estimées à 1,15 milliard t KCl. • Sintoukola Potash (Kouilou) : - Kola : 1 048 millions t (33 % KCl). - Dougou : 829 millions t (17,83 % KCl – couche sup.) et 875 millions t (24,65 % KCl – couche inf.). - Yangala : potentiel exploratoire estimé entre 235 et 470 millions t (55–60 % KCl).
Le phosphate	Hinda Phosphates (Cominco, Kouilou) : réserves évaluées à 404,9 millions t (11 % P_2O_5).

[30] Journal Officiel de la République du Congo (Décrets)
[31] Journal Officiel de la République du Congo (Décrets)
[32] Ministère des Hydrocarbures (déclarations)
[33] Bilan (1958-2023) et perspectives de développement (République du Congo

Substance	Description Détaillée[33]
Les polymétaux	Lulu (Pool – Mindouli, Mpassa-Moubiri) : réserves supérieures à 2,2 millions t ; une production de 10 842 t de minerai brut avait été enregistrée en 2019. Le permis d'exploitation des polymétaux dans le Pool a été retiré en 2024.
Le calcaire	Exploitation industrielle assurée par : • Saris-Congo (Madingou), • SONOCC (Loutété), • Dangote (Kindzaka-Dingui), • Forspak (Dolisie), • CSCEC (Mayama). Une activité artisanale et semi-industrielle demeure également présente.
Le diamant	Le diamant est exploité : • semi-industriellement : Motaba Mining (Likouala), • artisanalement : Likouala (Mokabi-Lola, Mouallé, Dougo, Missa, Potoli, Tokélé) et Niari (Bikélélé).
L'or	Quatre zones aurifères principales sont répertoriées : • Mayombe: Sounda-Kamoeka, Dimonika, Dola. • Chaillu : Zanaga, Mayoko ; • Ivindo (Kellé-Mbomo) : Oyabi-Onienga, Kellé-Ngoyboma, Bondjodjouala, Youkou ; • Ivindo (Sembé-Souanké) : Elogo, Avima, Badondo, Ellen-Nabeba.

3.1.3. Secteur forestier

Selon les échanges avec la **Direction Générale de l'Économie Forestière (DGEF)**, les statistiques relatives aux principaux projets d'exploration ou d'extension d'aires d'exploitation forestière pour l'année 2023 ne sont pas disponibles.

3.2. Données de production

3.2.1. Secteur des hydrocarbures

Conformément aux données de la DGAP, le détail de la production du secteur des hydrocarbures en 2023, se présente comme suit :

TABLEAU 65 : PRODUCTION DES HYDROCARBURES 2023

✓ *Pétrole, GPL :*

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Production en volume (bbl)		Production en valeur (Usd)			
						Prix fiscal Usd[34]		Valeur en Usd	
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
Congorep	PNGF Sud 1	Emeraude	Djéno Mélange	3 576 745	-	79,47	-	284 244 823	-
		Likouala	Djéno Mélange	5 364 355	-	79,3	-	425 382 185	-
Total Gongorep				8 941 100	-		-	709 627 008	-
Perenco	PNGF Sud II	Tchibouela II	Djéno Mélange	4 750 447	-	79,45	-	377 430 911	-
		Tchendo II	Djéno Mélange	1 022 844	-	79,8	-	81 621 667	-
	PEX 1	Tchibéli - Litanzi II	Djéno Mélange	5 375 897	-	79,44	-	427 079 359	-
	PEX 2	Kombi - Likalala - Libondo II	Djéno Mélange	3 295 443	-	80,07	-	263 857 459	-
		Boatou	Djéno Mélange	1 227 277	-	80,52	-	98 814 753	-
	MARINE I	Yombo -Masseko	Yombo	3 026 792	-	81,07	-	245 377 236	-
		Likalala	Yombo	1 111 740	-	82,04	-	91 202 868	-
Total Perenco				19 810 440	-		-	1 585 384 253	-
TotalEnergies EP Congo	PNGF Nord	Yanga	Djéno Mélange	328 064	-	78,24	-	25 667 690	-
		Sendji	Djéno Mélange	2 029 369	-	79,7	-	161 742 244	-
	Ex - HAUTE-MER	Nkossa & Nkossa Sud	Nkossa Blend	1 500 477	-	80,5	-	120 781 317	-
		Nsoko	Nkossa Blend	421 354	-	81,65	-	34 401 718	-

[34] *Le « prix fiscal » désigne le prix officiel utilisé pour valoriser le pétrole brut, le GPL et le gaz dans le cadre du régime fiscal pétrolier. Il est généralement calculé à partir d'un prix international de référence (ex. Brent), ajusté des différentiels de qualité propres aux bruts congolais, conformément aux modalités prévues dans les contrats pétroliers.*

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Production en volume (bbl)		Production en valeur (Usd)			
						Prix fiscal Usd[34]		Valeur en Usd	
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
		Nkossa & Nkossa Sud	Butane	-	100 017	-	62,81	-	6 281 986
		Nkossa & Nkossa Sud	Propane	-	154 527	-	37,23	-	5 752 441
		Butane Nsoko	Butane	-	16 132	-	63,22	-	1 019 927
		Propane Nsoko	Propane	-	25 735	-	37,51	-	965 273
		Moho - Bilondo	Djéno Mélange	7 564 635	-	78,97	-	597 384 404	-
		Moho - Bilondo Phase 1Bis	Djéno Mélange	3 758 210	-	79,35	-	298 197 411	-
		Moho - Nord	Djéno Mélange	23 621 132	-	79,3	-	1 873 057 164	-
Total TotalEnergies EP Congo				39 223 241	296 411		-	3 111 231 948	14 019 627
ENI Congo	Ex - MADINGO	Ikalou/Ikalou Sud	Djéno Mélange	530 323	-	78,26	-	41 503 667	-
	Ex - MARINE VII	Kitina II	Nkossa Blend	180 512	-	79,17	-	14 290 587	-
	Ex - MARINE VI	Djambala II	Nkossa Blend	23 857	-	79,23	-	1 890 187	-
		Mwafi II	Djéno Mélange	409 536	-	78,43	-	32 118 697	-
		Foukanda II	Nkossa Blend	533 898	-	81,33	-	43 421 901	-
	Ex - MARINE X	Awa - Paloukou	Nkossa Blend	729 642	-	80,95	-	59 067 873	-
	Ex - KOUILOU	Kouakouala	Nkossa Blend	91 336	-	79,84	-	7 291 917	-
		M'Boundi huile	Nkossa Blend	3 517 247	-	80,83	-	284 308 681	-
		M'Boundi condensats	Nkossa Blend	367 651	-	80,7	-	29 670 978	-
	EX - MARINE XII	Litchendjili	Nkossa Blend	717 641	-	80,01	-	57 422 025	-
		NéNé Banga	Djéno Mélange	925 920	-	79,31	-	73 431 091	-
		NéNé Banga (Blend)	Nkossa Blend	5 241 570	-	81,05	-	424 816 126	-
Total ENI Congo				13 269 133	-		-	1 069 233 730	-
Chevron		Lianzi	Nemba	332 117	-	79,88	-	26 527 121	
Total Chevron				332 117	-		-	26 527 121	-
SNPC	MKB	Kundji	Djéno Mélange	366 848	-	79,06	-	28 564 789	
	Ex - MADINGO	Loango II	Djéno Mélange	872 786	-	75,21	-	65 642 235	

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Production en volume (bbl)		Production en valeur (Usd)			
						Prix fiscal Usd[34]		Valeur en Usd	
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
		Zatchi II	Djéno Mélange		-		-		
Total SNPC				1 239 634	-		-	94 207 024	-
SONAREP	Marine III	Tilapia	Nkossa Blend	7 236	-	79,85	-	577 716	
Total SONAREP				7 236	-		-	577 716	-
AOGC	LOEME	Pointe Indienne	Djéno Mélange	60 272	-	78,92	-	4 756 854	
Total AOGC				60 272	-		-	4 756 854	-
Wing Wah	Banga Kayo	Banga Kayo	Djéno Mélange	11 499 789	-	79,34	-	912 419 117	
Total WING Wah				11 499 789	-		-	912 419 117	-
AMMAT GR	Ex - MADINGO	Loango II	Djéno Mélange	543 758	-	83,13	-	45 202 603	
		Zatchi II	Djéno Mélange	429 573	-	83,61	-	35 916 599	
				973 331	-		-	81 119 202	-
	Total Production Huile			95 356 293	296 411	-	-	7 595 083 973	14 019 627

✓ *Gaz :*

Opérateurs	Zone	Champs	Production en volume (kSm3)	Prix unitaire (*)	Production en valeur (Usd)
ENI Congo	Marine XII	Litchendjili	577 655	139,735	80 718 621
		Néné	314 612	139,735	43 962 308
		MBOUNDI	41 540	139,735	5 804 592
Total Production Gaz			933 807		130 485 521

(*) En l'absence de valorisation fournie par la DGAP pour le gaz, la valorisation a été réalisée sur la base du prix fiscal contractuel indiqué par Eni Congo dans son formulaire de déclaration 2023.

3.2.2. Secteur minier

Selon les données fournies par la Direction Générale des Mines (DGM), la production minière globale (y compris les sociétés du périmètre) déclarée pour l'année 2023 couvre principalement le cuivre, le zinc, le diamant et le quartz. Le détail par société, substance et permis est présenté dans le Tableau 60 ci-après.

TABLEAU 66 : PRODUCTION MINIERE 2023

Société	Substance	Permis/Projet	Unité	Quantité	Valeur (USD)	Valeur (FCFA)
SOREMI SA	Cuivre	Boko-songho/yangakoubéza	Tonnes	9 394	75 671 222	46 169 052 859
HLK	Cuivre	Comptoir d'achat	Tonnes	82	737 703	441 674 565
BALAJI	Cuivre	Comptoir d'achat	Tonnes	69	580 257	340 457 923
FAMIYE	Cuivre	Comptoir d'achat	Tonnes	35	298 641	175 216 106
COTA CONGO	Cuivre	Comptoir d'achat	Tonnes	13	115 515	70 584 188
MOX GROUP	Cuivre	Comptoir d'achat	Tonnes	13	114 059	66 919 611
Total cuivre			Tonnes	9 606	77 517 398	47 263 905 252
SOREMI SA	Zinc	Boko-songho/yangakoubéza	Tonnes	13 422	32 038 931	19 898 314 511
LULU	Zinc	Mpassa-moubiri/Mindouli	Tonnes	1 368	4 047 803	2 447 546 177
HLK REVITAILLEMENT	Zinc	Comptoir d'achat	Tonnes	99	334 071	199 051 014
FAMIYE	Zinc	Comptoir d'achat	Tonnes	54	129 604	76 040 092
MOX GROUP	Zinc	Comptoir d'achat	Tonnes	21	48 156	28 118 624
BALAJI	Zinc	Comptoir d'achat	Tonnes	10	22 653	13 291 295
Total zinc			Tonnes	14 974	36 621 218	22 662 361 713
Nc	Diamants	Comptoir d'achat	Carat	19	8 100	4 762 800
Total diamant			Carat	19	8 100	4 762 800
DAHUA	Quartz	Madzi	Tonnes	24	6 710	4 148 529
Total Quartz			Tonnes	24	6 710	4 148 529
Total général					114 153 426	69 935 178 294

À l'issue de l'exercice 2023, la production totale déclarée atteint une valeur globale estimée à 114,1 millions USD, soit environ 69,9 milliards FCFA, toutes substances confondues.

Cependant, la méthode de valorisation utilisée pour déterminer la valeur des volumes de production **n'a pas été précisée** par la DGM. Cette absence d'information limite l'analyse de la cohérence entre les volumes déclarés et les valeurs associées.

3.2.3. Secteur forestier

Selon les données de la DGEF, la production forestière se résume comme suit :

Société	Substance	Unité	Quantité	Valeur en FCFA
Congo dejiawood	Fût	m3	54 977,50	5 312 557 452
E Christelle	Fût	m3	54 415,87	5 258 286 211
CODEXO	Fût	m3	26 691,77	2 794 347 001

Société	Substance	Unité	Quantité	Valeur en FCFA
CFF-BI	Fût	m3	14 749,60	1 393 604 367
WANG SAM	Fût	m3	2 968,07	198 849 711
SADEF-CG	Fût	m3	802,63	69 469 295
Total			154 605,43	15 027 114 037

Il est important de noter que ces statistiques présentent des incohérences (en termes de substance, de volume et de valeur) lorsqu'elles sont comparées aux données provenant d'autres sources, dont :

1. du rapport annuel 2023 de la BEAC, pour les tendances globales du secteur ;
2. des déclarations des sociétés forestières incluses dans le périmètre ITIE et ayant effectivement transmis leurs données.

Le détail des volumes déclarés figure dans les tableaux ci-après.

TABLEAU 67 : PRODUCTION FORESTIERE (GLOBALE) 2023 SELON LA BEAC

	2022	2023
Substance	Volume (milliers m3)	Volume (milliers m3)
Grumes	1 761,75	855,9
Sciages	99,51	693,7
Total	1 861,26	1 549,60

TABLEAU 68 : PRODUCTION FORESTIERE 2023 FOURNIES PAR LES SOCIETES FORESTIERES (AYANT TRANSMIS UNE DECLARATION)

Société	Produit	Volume en m3	Valeur en FCFA
INDUSTRIE FORESTIÈRE DE OUESSO	Grumes	183 023	8 100 034 612
	Sciages	78 550	19 283 467 432
	lamelles colles	5 786	4 180 015 938
	Total IFO	267 359	31 563 517 982
Société d'Exploitation Forestière Yuan Dong Congo	Grumes	167 647	Nc
	Sciages humides	37 900	Nc
	Total SEFYD	205 547	
TAMAN INDUSTRIES LIMTED	Grumes	66 790	Nc
	Placages déroulés	8 442	Nc
	Contreplaqués	8 481	Nc
	Sciages	192 672	Nc
	Total TAMAN	192 672	
Total		665 578	31 563 517 982

Il convient de noter que certaines sociétés n'ont pas communiqué la valeur associée à leur production, ce qui limite l'analyse consolidée du secteur.

3.3. Données d'exportation

3.3.1. Secteur des hydrocarbures

Concernant les exportations d'hydrocarbures, la DGAP a transmis deux états distincts : le premier détaillé par cargaison, qualité d'huile, volume, valeur et destination et le second par cargaison, qualité d'huile, volume et société exportatrice seulement. Afin d'en faciliter l'analyse, ces données ont été consolidées en un document unique, présenté en annexe 26 du présent rapport.

L'analyse de ces données, se résume comme suit :

TABLEAU 69 : EXPORTATIONS DES HYDROCARBURES 2023

- Exportations par qualité (Huile)

Qualité	Volume en bbl	Valeur en Usd
Djéno Mélange	74 707 993	4 060 910 727
Nkossa Blend	11 374 934	847 458 379
Yombo	4 065 553	168 257 468
Propane	255 172	8 581 959
Butane	155 515	4 905 667
Total	90 559 167	5 090 114 199

- Exportations par destination (Huile)

Pays de destination	Qualité	Volume en bbl	Valeur en Usd
Chine	Djéno Mélange	58 075 791	2 957 793 971
Pays-Bas	Djéno Mélange	6 439 430	514 828 406
Inde	Djéno Mélange	4 644 831	362 744 898
	Nkossa Blend	1 900 949	162 580 630
Portugal	Nkossa Blend	2 852 951	147 281 960
Royaume-Uni	Nkossa Blend	1 899 954	143 176 136
Canada	Nkossa Blend	1 881 461	169 763 040
Brésil	Djéno Mélange	1 863 258	77 349 715
Suisse	Yombo	1 513 004	39 425 621
Malaisie	Yombo	1 024 396	48 703 822
	Nkossa Blend	932 900	73 783 097
	Djéno Mélange	921 425	N/c
États-Unis	Yombo	1 004 020	40 660 286
	Nkossa Blend	996 610	74 094 993
Roumanie	Djéno Mélange	922 851	74 357 758
Autres destinations	Djéno Mélange	3 685 335	203 569 867
Total	Total	90 559 167	5 090 114 199

N/c : valorisation non communiquée

La valorisation des exportations des hydrocarbures est faite au sur la base prix de ventes FOB « Free On Board ».

Le tableau des exportations (annexe 26) met en évidence des cargaisons partagées entre plusieurs opérateurs pétroliers. Cette présentation s'explique par les points suivants :

- Exportations en Co-chargement (Co-lifting) : Plusieurs sociétés opérant sur un même permis ou gisement peuvent partager une même cargaison pour optimiser la logistique d'enlèvement. Dans ce cas, la valeur et le volume total de la cargaison sont reportés sous une étiquette commune regroupant les partenaires (ex : *Wing Wah E&P SAU / TotalEnergies EP Congo, Wing Wah E&P SAU/Tiers/TotalEnergies EP Congo*).
- Répartition des parts d'intérêt : Bien que la DGAP fournisse un détail par cargaison, l'absence de ventilation précise des parts de chaque société au sein de ces cargaisons communes nécessite une présentation agrégée pour garantir l'exactitude des montants totaux exportés.
- Observations sur les valeurs financières : On note que pour certaines entités comme la République du Congo ou la SNPC, les volumes sont enregistrés (22 879 625 et 3 626 781 respectivement), mais la valeur totale associée est nulle ou non renseignée dans cet état spécifique.

Cette agrégation reflète la réalité opérationnelle des terminaux pétroliers où les cargaisons ne sont pas systématiquement mono-expéditeur. Pour une analyse plus fine par société, une clé de répartition basée sur les accords d'association (JOA) serait nécessaire pour ventiler les données de l'annexe 26.

Statistiques des exportations pétrolières de la Douane : Les statistiques fournies par la Douane concernant les exportations du secteur des hydrocarbures (présentées en annexe 32 du présent rapport) n'ont pas été retenues dans le cadre de ce rapport pour les motifs suivants :

- Caractère non exhaustif des données : Pour le code SH 27090010000 (huiles brutes de pétrole), la base de données ne répertorie les exportations que de trois sociétés (ENI Congo, Chevron et Wing Wah). Les volumes des opérateurs majeurs, tels que la SNPC, TotalEnergies ou Perenco-Congorep, sont totalement absents.
- Incohérences manifestes des volumes : Les données renseignées divergent significativement de celles fournies par la DGAP et par les sociétés elles-mêmes.
    - Pour ENI : La situation de la Douane n'enregistre qu'une seule exportation de 0,62 baril, ce qui est manifestement erroné.
    - Pour Chevron : La situation de la Douane affiche un volume de 6 632 160 bbl (partiel Djéno), alors que la société déclare un total de 9 356 023 bbl (incluant Djéno et Nemba).
    - Pour TotalEnergies : La situation de la DGDA affiche seulement trois opérations d'exportations réalisés sur d'autres substances (lubrifiants industriels, Sulfate de baryum naturel)

3.3.2. Secteur minier

Pour l'année 2023, la Direction Générale des Mines (DGM) a communiqué des statistiques d'exportation identiques à celles déclarées pour la production (voir section 3.2.2).

Cette absence de distinction entre production et exportations peut traduire :

- un manque de suivi spécifique des volumes effectivement exportés, ou
- une limitation dans la collecte ou le traitement des données relatives aux flux d'exportation.

Statistiques des exportations minières de la Douane : Les statistiques fournies par la Douane (présentées en annexe 32 du présent rapport), renseigne les statistiques suivantes pour le secteur minier :

TABLEAU 70 : EXPORTATIONS MINIERES DE LA DOUANE 2023

Entreprise	Substance	Volume	Unité	Valeur en FCFA
SOCIETE LULU DE MINE	Cuivre	500,00	Tonne métrique	145 000 000
	Zinc	1 847,30	Tonne métrique	413 637 075
UNIVERS COOPERATION	Zinc	2,00	Tonne métrique	100 000
	Cuivre	2,00	Tonne métrique	100 000
H.L.K	Zinc	25 000,00	Tonne métrique	25 000 000
SOCIETE COTA CONGO COOPERATION	Cuivre	77,77	Tonne métrique	70 584 188
Total		27 429,07		654 421 263

La situation de la Douane ne mentionne aucune opération d'exportation réalisée par la SOREMI, pourtant unique société minière en phase de production en République du Congo. Les statistiques d'exportation déclarées par la société elle-même se détaillent comme suit :

Exportation / substance	SOREMI	
	Unité	Quantité
Cathode de cuivre	Tonne	9 394
Lingot de zinc	Tonne	13 422
Résidu de zinc	Tonne	1 702
Total		24 519

3.3.3. Secteur forestier

a) Exportations par société

Selon les statistiques transmises par le SCPFE, les exportations forestières déclarées par société pour l'année 2023 se présentent comme suit.

TABLEAU 71 : EXPORTATIONS FORESTIERES SCPFE, PAR SOCIETE 2023

Société	Volume en m3	Valeur en FCFA
TAMAN INDUSTRIES	107 017	15 584 908 113
CIB-OLAM	96 148	17 122 401 485
SICOFOR	85 640	10 232 522 687

Société	Volume en m3	Valeur en FCFA
SEFYD	85 156	8 760 403 969
IFO	63 652	12 040 004 741
MOKABI	42 890	7 355 043 275
THANRY	36 456	4 287 077 021
Likouala Timber	28 839	5 260 333 614
Entreprise Christelle	26 825	5 082 061 386
Congo Dejia Wood Industry (CDWI)	10 088	2 975 655 118
Autres sociétés forestières	58 443	11 545 687 948
Total	641 154	100 246 099 357

En 2023, les sociétés ayant les plus hauts volumes exportés sont TAMAN Industries, CIB-Olam, SICOFOR, SEFYD et IFO, pour un total consolidé de 641 154 m³, valorisé à environ 100,25 milliards FCFA.

La valorisation de ces exportations a été réalisée sur la base des prix de vente FOB (Free On Board).

b) Exportations par substance

Toujours selon les données du SCPFE, les volumes exportés par substance sont présentés dans le tableau ci-après :

TABLEAU 72 : EXPORTATIONS FORESTIERES SCPFE, PAR SUBSTANCE 2023

Substance	Volume en m3	Valeur en FCFA
Grumes	325 630	34 044 151 946
Sciages humides	173 189	34 535 573 858
Sciages sèches	3 491	23 772 309 032
Placages déroulés	107 834	4 174 094 342
Panneaux, lamelles colles	20 158	2 522 295 798
Parquets, moulures, éléments de meubles	10 852	1 197 674 381
Total	641 154	100 246 099 357

Les grumes et sciages humides constituent les deux principales catégories exportées, représentant l'essentiel des volumes. Il est à noter que certaines substances exportées ne disposent pas de statistiques de production correspondantes auprès de la DGEF, ce qui limite l'analyse de cohérence entre production et exportations.

c) Exportations par pays destinataire

Les exportations forestières par destination en 2023 sont détaillées comme suit :

TABLEAU 73 : EXPORTATIONS FORESTIERES SCPFE, PAR DESTINATION 2023 (EN M3)

Destinations	Grumes	Sciages humides	Sciages séchés	Placages déroulés	Panneaux lamellés	Parquets, moulures	Total
Chine	298 209	63 192	6 797	8 006	-	1 184	377 388
Belgique	8 644	39 428	7 405	465	4 432	451	60 825

Destinations	Grumes	Sciages humides	Sciages séchés	Placages déroulés	Panneaux lamellés	Parquets, moulures	Total
Angleterre	-	6 703	25 369	-	69	-	32 142
France	4 575	11 970	5 641	1 802	5 808	71	29 866
Usa	-	3 148	19 746	-	38	196	23 128
Vietnam	9 046	13 134	-	-	-	-	22 181
Italie	431	1 840	6 696	2 327	-	207	11 501
Hollande	-	2 346	9 017	-	281	803	12 448
Malaisie	2	15 939	576	-	-	-	16 517
Allemagne	22	1 027	3 514	-	-	141	4 704
Portugal	1 999	1 386	-	733	153	-	4 270
Pakistan	403	1 781	4 942	-	-	-	7 126
Autres destinations	2 299	11 293	18 132	6 826	71	438	39 059
	325 630	173 189	107 834	20 158	10 852	3 491	641 154

Statistiques des exportations forestières de la Douane : Les statistiques fournies par la Douane (présentées en annexe 32 du présent rapport), renseigne les statistiques suivantes pour le secteur forestier :

TABLEAU 74 : EXPORTATIONS FORESTIERES DE LA DOUANE, PAR SUBSTANCE 2023 (EN M3)

Qualité	Volume	Unité	Volume en bbl
Sciages humides	189 525	Mètre cube	37 169 549 473
Bois bruts (Grumes)	303 181	Mètre cube	28 085 099 883
Sciages sèches	118 731	Mètre cube	26 319 444 384
Parquets, moulures, éléments de meubles	21 420	Mètre cube	4 650 577 517
Bois tropicaux	5 164 034	Mètre cube	3 220 849 330
Autres	5 861	Mètre cube	734 983 651
Total	5 802 752		100 180 504 238

TABLEAU 75 : EXPORTATIONS FORESTIERES DE LA DOUANE, PAR SOCIETE 2023 (EN M3)

Qualité	Volume	Unité	Volume en bbl
CONGOLAISE INDUSTRIELLE DE BOIS (CIB)	5 316 533	Mètre cube	28 147 993 179
SOCIETE D'EXPLOITATION FORESTIERE YUAN DONG SARL	155 168	Mètre cube	16 337 398 070
TAMAN INDUSTRIES LIMITED	103 069	Mètre cube	15 294 379 372
INDUSTRIE FORESTIERE DE OUESSO	65 246	Mètre cube	12 047 092 976
MOKABI SA	42 656	Mètre cube	7 304 372 203
ENTREPRISE CHRISTELLE (E.C)	27 464	Mètre cube	5 274 062 380
SOCIETE THANRY CONGO	36 812	Mètre cube	4 386 151 783
CONGO DEJIA WOOD INDUSTRY	10 081	Mètre cube	2 973 987 381
C.F.F BOIS INTERNATIONAL	6 854	Mètre cube	1 896 774 811
BOIS KASSA	9 311	Mètre cube	1 607 120 535
BOIS ET PLACAGES DE LOPOLLA	6 203	Mètre cube	981 409 507
SINO-CONGO FORET (SICOFOR SA)	7 284	Mètre cube	905 139 682
AMPTHILL INDUSTRIE SARL	4 359	Mètre cube	770 452 175

Qualité	Volume	Unité	Volume en bbl
ASIA CONGO INDUSTRIES	3 888	Mètre cube	765 307 995
AFRIWOOD INDUSTRIE	5 031	Mètre cube	758 149 053
LIKOUALA TIMBER S.A.	1 645	Mètre cube	315 079 883
BOIS TROPICAUX DU CONGO	644	Mètre cube	257 196 470
CODEXO INDUSTRIES	504	Mètre cube	158 436 783
Total	5 802 752		100 180 504 238

Les statistiques de la Douane désagrégé également par code HS et pays de destination sont disponibles en annexe 32.

3.4. Émission de gaz à effet de serre

3.4.1. Cadre Réglementaire et Engagements Internationaux

La République du Congo est partie à **l'Accord de Paris** depuis sa ratification le 21 avril 2017. Dans le cadre de ses engagements climatiques, le pays a soumis sa Contribution Déterminée au niveau National (CDN) révisée en 2021, qui prévoit une réduction des émissions de GES de **48 % d'ici 2030** et de **55 % d'ici** 2035, par rapport au scénario de référence.

Le cadre juridique national reposant sur la gestion des émissions de GES inclut notamment :

- Loi n°003/91 du 23 avril 1991 sur la protection de l'environnement ;
- Loi n°10-2004 du 26 mars 2004 portant Code forestier, intégrant la gestion durable des puits de carbone ;
- Décret n°2009-415 du 20 novembre 2009 sur les études d'impact environnemental et social, incluant l'obligation d'évaluer les émissions de GES ;
- Décret n°2022-1856 du 12 octobre 2022 réglementant le torchage et l'éventage de gaz dans les activités amont du secteur des hydrocarbures.
- La Stratégie Nationale REDD+ (2018) visant la réduction des émissions liées à la déforestation ;
- La CDN révisée (2021).

3.4.2. Sources d'Émissions du Secteur Extractif

Le secteur extractif, dominé par la production pétrolière, constitue une source importante d'émissions de GES. Les principales sources identifiées sont les suivantes :

a) Production pétrolière et gazière

- Torchage du gaz associé (offshore / onshore).
- Émissions fugitives de méthane lors de l'extraction, du traitement et du transport.
- Combustion de carburants pour l'alimentation des installations.
- Ventilation de gaz lors des opérations de maintenance.

b) Activités minières

- Utilisation d'équipements diesel dans l'exploitation artisanale et semi-industrielle.

- Défrichement et déforestation pour l'ouverture de sites miniers.
- Consommation énergétique des installations de traitement.

c) Transport et logistique

- Transport maritime du brut (terminal de Djéno).
- Transport routier des produits pétroliers et des minerais.
- Fonctionnement des infrastructures portuaires et de stockage.

3.4.3. Quantification des Émissions

Selon la Quatrième Communication Nationale (2023), le secteur de l'énergie — incluant l'extraction pétrolière — représente environ 22 % des émissions totales de GES du Congo, en deuxième position après l'AFAT.

La CDN révisée (2021) projette que le secteur de l'énergie pourrait représenter 66,9 % des émissions totales du pays en 2030 dans le scénario de référence.

En complément des données nationales, les inventaires internationaux fournissent un éclairage utile. Selon le rapport EDGAR 2023 de la Commission européenne, les émissions liées aux secteurs énergétiques et industriels du Congo (hors AFAT) sont estimées à 25,96 $MtCO_2$ en 2022. Dans ce périmètre restreint, les activités d'**exploitation et de transformation des combustibles fossiles ("Fuel Exploitation")** représentent environ 3,62 $MtCO_2$, soit près de 49 % des émissions énergétiques recensées par EDGAR. Ces estimations ne peuvent toutefois pas être comparées directement aux proportions nationales, EDGAR n'incluant pas les émissions AFAT, qui constituent la principale source d'émissions du pays.

Les principales sources d'émissions du secteur extractif sont :

- le torchage et la ventilation du gaz associé ;
- les émissions fugitives de méthane ;
- la combustion de combustibles fossiles ;
- les émissions liées au transport et à la logistique.

Selon les données du Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR) de la Banque mondiale, relayées par l'U.S. Energy Information Administration, le Congo a torché environ 1,81 milliard m³ de gaz en 2022, ce qui le place parmi les pays africains présentant un niveau relativement élevé de torchage par rapport à leur production.

3.4.4. Mesures de Réduction et Perspectives

Le Congo a entrepris plusieurs initiatives visant à réduire les émissions de GES du secteur extractif. On peut distinguer les mesures nationales et les actions des entreprises :

Initiatives nationales

- Décret n°2022-1856 du 12 octobre 2022 : Ce décret renforce la régulation des gaz associés dans le secteur pétrolier en :
  - **interdisant totalement l'éventage du gaz** et en **durcissant l'interdiction du torchage** routinier, autorisé uniquement en cas d'urgence, de sécurité ou d'absence temporaire d'alternative ;
  - introduisant des sanctions dissuasives, dont des amendes de 50 à 1 000 millions FCFA, ainsi que la suspension ou le retrait du permis en cas de récidive ;
  - imposant la valorisation du gaz associé, via des solutions telles que la récupération, la compression, l'injection ou la production d'électricité.
- Adhésion à l'initiative « Zero Routine Flaring by 2030 » de la Banque mondiale en 2019, ce qui engage le pays à éliminer le torchage systématique du gaz associé.
- Élaboration d'un nouveau plan directeur gaz (Gas Master Plan) et d'un nouveau code gaz (« Gas Code ») annoncés par le ministère des hydrocarbures.[35]
- Mise en œuvre de la stratégie REDD+ visant à réduire les émissions liées à la déforestation, et accord signé avec le FCPF pour les régions de la Sangha et de la Likouala.
- Le document de l'IPIECA indique que la République du Congo a approuvé le décret n°2007-294, qui interdit le torchage systématique sans autorisation. SCIRP+1

Initiatives des entreprises extractives

- Pour la production pétrolière/gazière : Certaines sociétés ont engagé des projets de valorisation du gaz associé plutôt que de le flarer (ex. conversion en électricité ou export en GNL). Le pays est en cours d'installation de nouveaux équipements de liquéfaction (FLNG) pour valoriser le gaz plutôt que de le brûler. [36]
- Modernisation des installations pour réduire les émissions fugitives et améliorer l'efficacité énergétique : récupération de gaz, compression avancée, normes techniques renforcées pour les nouveaux projets extractifs. (Ipieca)
- Le projet minier « Kouilou Magnesium Phase I » indique que l'énergie utilisée sera l'hydroélectricité et le gaz associé (au lieu de sources à forte émission) (Banque Européenne d'Investissement)

[35] Semaine de l'Énergie Africaine

[36] ENI

3.4.5. Gestion des Émissions par les Entreprises

Dans le cadre du présent rapport ITIE Congo 2023, les entreprises extractives ont été sollicitées pour fournir des informations sur leurs pratiques de gestion et de divulgation des émissions de GES.

Sur les 19 entreprises déclarantes, 10 sociétés ont renseigné le questionnaire. Parmi celles-ci, deux entreprises, TotalEnergies EP Congo et Sintoukola Potash S.A., ont indiqué publier leurs émissions de GES, sans toutefois fournir les liens vers les rapports ou plateformes de publication correspondants.

Ce constat met en évidence :

- une amélioration progressive, mais encore limitée, de la transparence environnementale dans le secteur extractif ;
- un besoin de renforcement des exigences de reporting, notamment concernant la documentation publique des données d'émissions ;
- la nécessité d'aligner les entreprises sur les nouvelles obligations réglementaires, notamment celles issues du Décret n°2022-1856, qui imposent un suivi plus strict des émissions liées au torchage et à l'éventage.

.

4. Collecte des revenus

4.1. Divulgation des taxes et revenus

4.1.1 Secteurs couverts

Le Rapport ITIE 2023 couvre les revenus issus des secteurs suivantes :

- Secteur des hydrocarbures ;
- Secteur minier ; et
- Secteur forestier.

4.1.2 Périmètre de rapprochement

4.1.2.1 Périmètre des sociétés

(i) Approche de sélection :

a) Secteur des hydrocarbures

L'approche de délimitation du périmètre des sociétés du secteur des hydrocarbures se détaille comme suit :

	Exercice 2023
Critère de matérialité	• Retenir dans le périmètre de rapprochement 2023 toutes les sociétés ayant la qualité d'opérateur ou d'associé dans un permis de recherche ou d'exploitation ayant une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA (en numéraire) en 2023 (même seuil que 2022). • Les sociétés retenues dans le périmètre de l'exercice 2022 (principe de continuité).
Sélection sans application de critère de matérialité	• Retenir toutes les entreprises de l'Etat (SNPC & SONAREP) opérant dans le secteur sans application de seuil de matérialité • Retenir La CORAF (Congolaise de Raffinage) pour seulement, la déclaration des achats de pétrole brut de l'Etat auprès de la SNPC • Retenir la CEC (Centrale Électrique du Congo) pour seulement, la déclaration des achats du Gaz de l'Etat auprès de ENI Congo • Entrée en production en 2023, marquée par des paiements en nature pour le **compte de l'Etat**
Nombre des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement	• 14 Sociétés sont retenues, dont : ✓ 11 (matérialité des paiements) ✓ 2 (reconduction périmètre 2022) ✓ 1 (AMMAT : Entrée en production en 2023).
Dont : Entreprises d'État	• 2
Nombre des sociétés retenues pour une déclaration unilatérale de l'État	• 2
Pourcentage de couverture	➢ 99,97% des recettes reportées au titre du secteur des hydrocarbures

b) Secteur minier

	Exercice 2023
Critère de matérialité	• Retenir dans le périmètre de rapprochement 2023 toutes les sociétés ayant un permis d'exploitation ou un permis de recherche minière ayant une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023 (même seuil que 2022). • Les sociétés retenues dans le périmètre de l'exercice 2022.
Sélection sans application de critère de matérialité	• Toutes les entreprises de l'Etat (le cas échéant) opérant dans le secteur extractif ont été retenues dans le périmètre de rapprochement
Nombre des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement	• 8 Sociétés sont retenues, dont : 7 (matérialité des paiements) 1 (reconduction périmètre 2022)
Dont : Entreprises d'État	• N/a
Nombre des sociétés retenues pour une déclaration unilatérale de l'État	• 6
Pourcentage de couverture	➢ 84,48% des recettes reportées au titre du secteur minier

c) Secteur forestier

	Exercice 2023
Critère de matérialité	• Retenir dans le périmètre de rapprochement 2023 toutes les sociétés forestières opératrices ayant une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023 (même seuil que 2022). • Les sociétés retenues dans le périmètre de l'exercice 2022 (principe de continuité)
Sélection sans application de critère de matérialité	• Toutes les entreprises de l'Etat (le cas échéant) opérant dans le secteur extractif ont été retenues dans le périmètre de rapprochement
Nombre des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement	• 11 Sociétés sont retenues, dont : ✓ 7 (matérialité des paiements) ✓ 4 (reconduction périmètre 2022)
Dont : Entreprises d'État	• N/a
Nombre des sociétés retenues pour une déclaration unilatérale de l'Etat	• 25
Pourcentage de couverture	• 73,37% des recettes reportées au titre du secteur forestier

(ii) Sociétés retenues :

a) Secteur des hydrocarbures

Sur la base de l'approche détaillée ci-dessus, seize (16) sociétés sont retenues dans le périmètre de rapprochement pour l'exercice 2023 et se détaillent comme suit :

TABLEAU 76 : PERIMETRE DES SOCIETES 2023 (SECTEUR DES HYDROCARBURES)

N°	Société	Critère de sélection
1	ENI CONGO	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
2	SNPC	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022 • Entreprise d'État
3	TOTAL EP CONGO	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
4	LUKOIL	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
5	PERENCO	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
6	CHEVRON	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
7	CONGOREP	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
8	SONAREP	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022 • Entreprise d'État
9	MERCURIA E&P CONGO	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023
10	WING WAH	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
11	AOGC	• Une contribution supérieure ou égale à 300 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
12	HEMLA E&P CONGO	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
13	Orion Oil	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
14	AMMAT RESSOURCE	• Entrée en production en 2023, incluant des paiements en nature conséquents.
15	CORAF	• Pour seulement, la déclaration des achats de pétrole brut de l'Etat auprès de la SNPC
16	CEC	Pour seulement, la déclaration des achats du Gaz de l'Etat auprès de ENI Congo

b) Secteur minier

Sur la base de l'approche détaillée ci-dessus, huit (08) sociétés minières sont retenues dans le périmètre de rapprochement pour l'exercice 2023 et se détaillent comme suit :

TABLEAU 77 : PERIMETRE DES SOCIETES 2023 (SECTEUR MINIER)

N°	Société	Critère de sélection
1	SOREMI	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022

N°	Société	Critère de sélection
2	SOCIETE LULU DE MINE	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023
3	SINTOUKOLA POTASH S. A	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023. • Retenue pour matérialité des paiements 2022
4	SOCIETE NEWCO MINING	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023.
5	MINING PROJECT DEVELOPMENT	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023.
6	LUYUAN DES MINES CONGO	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023.
7	ORIGINS EXPLORATION CONGO	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023.
8	COMINCO S. A	• Une contribution supérieure ou égale à 10 millions FCFA en 2023. • Retenue pour matérialité des paiements 2022.

c) Secteur forestier

Sur la base de l'approche détaillée ci-dessus, onze (11) sociétés forestières sont retenues dans le périmètre de rapprochement pour l'exercice 2023 et se détaillent comme suit :

TABLEAU 78 : PERIMETRE DES SOCIETES 2023 (SECTEUR FORESTIER)

N°	Société	Critère de sélection
1	INDUSTRIE FORESTIERE DE OUESSO	• une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
2	SOCIETE D'EXPLOITATION FORESTIERE YUAN DONG SARL	• une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
3	TAMAN INDUSTRIES LIMITED	• une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023 • Retenue pour matérialité des paiements 2022
4	ENTREPRISE CHRISTELLE	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
5	CONGOLAISE INDUSTRIELLE DE BOIS	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
6	SICOFOR	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
7	ASIA CONGO INDUSTRIES	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
8	AMPTHILL INDUSTRIE SARL	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
9	CIBN	• Retenue pour matérialité des paiements 2022
10	MOKABI SA	• une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023
11	CIB OLAM	• une contribution supérieure ou égale à 500 millions FCFA en 2023

4.1.2.2 Périmètre des flux

(i) Approche de sélection :

- Reconduction de tous les flux retenus dans le rapport ITIE 2022 ; et
- Tous autres flux de paiements identifiés au cours de la phase de cadrage.

(ii) Flux retenus :

Sur la base de l'approche détaillée ci-dessus, la liste des flux demeure globalement inchangée par rapport à 2022 (se référer à la section 4.1.2.2 du rapport ITIE 2022), à l'exception de ces 09 nouveaux flux proposés :

TABLEAU 79 : NOUVEAUX FLUX DE PAIEMENT 2023

	Flux	Secteur	Modalité	Déclarant	Raison d'inclusion
1	*Parts de gaz commercialisés pour le compte de l'Etat*	Hydrocarbures	En nature	ENI/DRN/DGAP	Ces flux, bien qu'examinés et analysés dans les rapports précédents, n'étaient pas correctement isolés ou catégorisés dans les anciens formulaires de déclaration
			En numéraire	ENI/DRN/DGAP	
2	*Parts du Gaz commercialisés (Contrepartie reversée au Trésor)*	Hydrocarbures	En numéraire	ENI/DRN/DGT	
3	*Redevance en contrepartie* ***d'exploitation du*** *Terminal Djeno*	Hydrocarbures	En numéraire	Entreprises pétrolières/DGT	Conformément à l'accord d'approbation la Loi n° 18-2024 du 16 août 2024 relatif à l'exploitation du terminal de Djeno, la date d'effet de cette redevance est fixée au 1er janvier 2023 (*)
4	*Rémunération de* ***l'Exploitant du terminal*** *au titre des coûts refacturés*	Hydrocarbures	En numéraire	Entreprises pétrolières	Conformément à l'accord d'approbation Loi n° 18-2024 du 16 août 2024 relatif à l'exploitation du terminal de Djeno, bien que la date d'effet ne soit pas clairement précisée dans le décret, nous avons retenu le flux en 2023 comme point de départ dans le cas d'éventuelles refacturations effectuées au cours de cet exercice (*)
5	*Droit de sol*	Forestier	En numéraire	Entreprises forestières/DGT	Conformément à la décision du Conseil des Ministres du 25 octobre 2023, adoptant le régime de partage de production des grumes, bien que la date d'effet ne soit pas clairement précisée dans le décret, nous avons retenu le flux en 2023 comme point de départ dans le cas d'éventuelles refacturations effectuées au cours de cet exercice (*)
6	Revenus en nature (Part **de l'État dans le volume** des grumes issues de la coupe)	Forestier	En nature	Entreprises forestières/DGEF /DRN	
7	Parts du Grumes commercialisés (Contrepartie reversée au Trésor)	Forestier	En numéraire	DGEF/DRN	
8	Taxes réglées par compensation dans le cadre du remboursement de financements **d'infrastructures**	Forestier	En numéraire	Entreprises forestières / DGEF/DGT	Ce flux, bien qu'examiné et analysé dans les rapports précédents, n'était pas correctement isolé ou catégorisé dans les anciens formulaires de déclaration
9	Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux traders par les opérateurs pétroliers	Hydrocarbures	En numéraire	Entreprises pétrolières/DGID	Dispositions de la Loi 77-2022 du 27/12/2022 portant loi de finances 2023, point.14-article 185 ter A (nvx), CGI (voir section. Réformes fiscales)

Flux	Secteur	Modalité	Déclarant	Raison d'inclusion
au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures				

(*) Bien que ces flux aient été confirmés comme non mis en œuvre au cours de l'exercice 2023, ils ont été maintenus dans le but de garantir l'existence de l'ensemble des flux prévus par le cadre légal en vigueur, leur mise en œuvre étant en cours et appelée à produire effet sur les exercices suivants.

4.1.2.3 Périmètre des organismes collecteurs

(i) Approche de sélection

Retenir dans le périmètre de rapprochement 2023 :

- Reconduction de tous les organismes collecteurs retenues dans le rapport ITIE 2022 ; et
- Tous autres organismes identifiés au cours de la phase de cadrage.

(ii) Organismes collecteurs retenues :

Sur la base de l'approche détaillée ci-dessus, le périmètre des organismes collecteurs pour les exercices 2023 est le suivant :

TABLEAU 80 : PERIMETRE DES ORGANISMES COLLECTEURS

N°	Nouveaux flux	Hydrocarbures	Minier	Forestier
Régies financières / entités publiques				
1	Direction Générale des Impôts et des Domaines (DGID)	√	√	√
2	Direction Générale du Trésor (DGT)	√	√	√
3	Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)	√	√	√
4	Direction des Ressources Naturelles (DRN)	√	√	√
5	Direction Générale de l'Amont Pétrolier (DGAP)	√		
6	**Direction générale de l'économie, de l'audit et du trading pétrolier** (+)	√		
7	Direction Générale des Mines (DGM)		√	
8	Ministère de l'Économie Forestière (MEF) : - Direction Générale de l'Économie Forestière (DGEF) - Service de Contrôle des Produits Forestiers à l'Exportation (SCPFE) - Fonds Forestier			√
9	Organe Interétatique pour la gestion du champ d'unitisation Lianzi	√		
10	Ministre Chargé de l'Environnement	√	√	√
11	Caisse Congolaise d'Amortissement (CCA)	√		
Entreprises d'État				
12	Société Nationale des Pétroles du Congo (SNPC)	√		
13	Société Nationale de Recherche Exploration et Production (SONAREP)	√		

N°	Nouveaux flux	Hydrocarbures	Minier	Forestier
14	La Congolaise de Raffinage (CORAF)	√		
15	CEC (Centrale Électrique du Congo) (+)	√		

À l'exception de la CEC (Centrale Électrique du Congo) et Direction générale de l'économie, de l'audit et du trading pétrolier qui seront retenues pour une déclaration spécifique, aucune nouvelle entité déclarante de l'Etat n'a été identifiée lors de la phase de cadrage (recherches documentaires, analyse du cadre légal, fiscal et sectoriel, réformes, etc.). Ainsi, la liste des entités demeure globalement inchangée par rapport à 2022.

4.1.3 Résultat des travaux de rapprochement

Les tableaux de rapprochement détaillés dans les sous-sections suivantes, incluent le résultat de rapprochement des paiements/recettes des toutes les sociétés extractives et toutes les entités de l'Etat retenues dans le périmètre de rapprochement 2023, *y compris celles/ceux qui n'ont pas soumis leurs formulaires de déclaration 2023*, pour lesquels, les écarts sont qualifiés « Écart pour défauts de déclaration ».

La liste des sociétés/entités de l'Etat qui n'ont pas soumis leurs formulaires de déclaration ITIE 2023, est détaillée dans la sous-section 1.7.1 du présent rapport.

Les résultats des travaux de rapprochement, se détaillent comme suit :

4.1.3.1 Rapprochement des paiements en nature

4.1.3.1.1 Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts **de l'Etat)**

(i) Secteur des hydrocarbures

Tableau 81 : Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts **de l'Etat)**

- Huile :

	Déclaration finale		
Revenus	Perenco	DRN	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	2 971 566	2 971 566	-
Super Profit Oil	684 830	684 831	(1)
Excess Oil	987 356	987 356	-
Profit Oil	2 739 712	2 739 712	-
Total	7 383 464	7 383 465	(1)

	Déclaration finale			
Revenus	SNPC	AMMAT	DRN (*)	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	152 818	146 170	331 945	(32 957)
Super Profit Oil	-	250 749	411 617	(160 868)
Profit Oil	325 697	59 669	187 642	197 724
Total	478 515	456 588	931 204	3 899

(*) La DRN a transmis une déclaration regroupant les deux entités (SNPC et AMMAT). Il lui a été demandé de fournir une déclaration distincte pour chaque société afin de faciliter le rapprochement. Cependant, aucune réponse n'a été reçue à la date du présent rapport.

	Déclaration finale		
Revenus	CONGOREP	DRN	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	1 180 234	1 180 234	0
Super Profit Oil	1 729 794	1 729 794	(0)
Excess Oil	90 277	90 277	(0)
Profit Oil	1 302 489	1 055 797	246 692
Total	4 302 794	4 056 102	246 692

	Déclaration finale		
Revenus	TotalEnergies	DRN	Ecart (*)
Redevance minière proportionnelle (RMP)	5 935 449	5 814 845	120 604
Super Profit Oil	770 526	713 691	56 834
Excess Oil	68 621	59 593	9 027
Profit Oil	2 283 897	2 217 963	65 934
Yanga et Sendji	385 805	353 535	32 270
Total	9 444 298	9 159 628	284 670

(*) Il ne s'agit pas d'un écart, mais d'un simple véritable chevauchement périodique (mensuel) entre les déclarations de la société et celles de la DRN, observé uniquement au début et à la fin de l'exercice. Les montants déclarés par la société en décembre 2022 ont été repris par la DRN en janvier 2023. Les déclarations effectuées au cours de l'année sont, quant à elles, conformes et concordantes entre les deux parties.

	Déclaration finale		
Revenus	ENI	DRN	Ecart (*)
Redevance minière proportionnelle (RMP)	1 979 963	1 935 222	44 741
Super Profit Oil	658 591	618 422	40 169
Profit Oil	1 291 668	1 264 479	27 190
Total	3 930 222	3 818 123	112 099

(*) Il ne s'agit pas d'un écart, mais d'un simple véritable chevauchement périodique (mensuel) entre les déclarations de la société et celles de la DRN, observé uniquement au début et à la fin de l'exercice. Les montants déclarés par la société en décembre 2022 ont été repris par la DRN en janvier 2023. Les déclarations effectuées au cours de l'année sont, quant à elles, conformes et concordantes entre les deux parties.

	Déclaration finale		
Revenus	Wing wah (*)	DRN	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	Défaut de déclaration	1 724 968	(1 724 968)
Super Profit Oil	Défaut de déclaration	1 237 677	(1 237 677)
Profit Oil	Défaut de déclaration	815 060	(815 060)
Total	-	3 777 705	(3 777 705)

(*) société en défaut de déclaration.

	Déclaration finale		
Revenus	AOGC	DRN	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	N/c	9 041	(9 041)
Profit Oil	N/c	2 260	(2 260)

Total	N/c	11 301	(11 301)

N/c : non communiqués.

- Gaz :

	Déclaration finale		
Revenus	ENI	DRN	Ecart
Redevance minière proportionnelle (RMP)	16 969	19 504	(2 535)
Profit Oil	35 636	35 815	(179)
Total	52 605	55 319	(2 714)

4.1.3.1.2 Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts de la SNPC-AP)

Tableau 82 : Rapprochement des instruments fiscaux payés en nature (Parts de de la SNPC-AP)

- Huile :

	Déclaration finale		
Entreprise	Entreprise	SNPC	Ecart (*)
ENI Congo	162 353	162 349	4
TotalEnergies (i)	926 062	958 149	(32 087)
Perenco (ii)	2 574 216	1 324 185	1 250 031
Congorep (ii)	325 730	-	325 730
AMMAT (iii)	27 553	379 235	(351 682)
WING WAH	Défaut de déclaration	233 951	(233 951)
Chevron (iv)	-	390	(390)
AOGC (iv)	-	9 794	(9 794)
Total	**4 015 914**	**3 068 054**	**947 860**

Conformément aux éclaircissements apportés par la SNPC, les causes majeures des écarts sont, comme suit :

(i) Les déclarations des droits prises en compte par TEPC tout comme celles de la SNPC correspondent aux droits en équité nets de tout engagement ; les déclarations de la SNPC ont été établies à base des données définitives et sur une période fiscale de janvier à décembre 2023, tandis que celles de TEPC s'étalent sur une période allant de décembre 2022 à novembre 2023, incluant les données provisoires des mois d'octobre et novembre 2023 ; les déclarations des droits, réalisées par TEP CONGO, ont été établies par Actif (Nkossa, Nsoko et Moho Bilondo), tandis que celles de la SNPC ont été établies par qualité d'huile et de gaz notamment Butane, Propane, Nkossa huile, Nsoko huile et Moho Bilondo huile. En conclusion, les écarts observés se justifient par les différences de méthodologies.

(iii) Les déclarations des droits prises en compte par la SNPC correspondent aux droits en équité nets de tout engagement, alors que celles de Perenco et Congorep correspondent aux droits en équité bruts.

(iv) Problème dans la déclaration d'AMMAT : les parts d'huile avec AMMAT sur les permis Loango II et Zatchi II, sont celles qui ont été déclarées par la SNPC ; la SNPC a assuré l'exploitation de ces permis en qualité d'opérateur avec une participation de 100 % du 1er janvier au 30 juin 2023. Les droits à huile pris en compte par la SNPC sur Loango II et Zatchi II correspondent effectivement à 100% des droits en équité nets de tout engagement. l'intérêt participatif de la SNPC passe à 15% sur ces même permis du 1er juillet au 31 décembre 2023, avec AMMAT (60%) comme est opérateur.

(v) Les écarts relevés résultent de la non-déclaration par CHEVRON et AOGC, respectivement opérateur des permis Lianzi et Pointe-Indienne.

- Gaz :

	Déclaration finale		
Entreprise	Entreprise	SNPC	Ecart
ENI Congo	17 845	17 841	4
Total	17 845	17 841	4

(ii) Secteur minier : Non applicable.

(iii) Secteur forestier : Non applicable.

4.1.3.1.3 Rapprochement des prélèvements au titre **de la part de l'Etat**

(i) Secteur des hydrocarbures

Tableau 83 **: Rapprochement des prélèvements au titre de la part de l'Etat**

Prélèvement	Unité	TotalEnergies EP Congo	DRN	Écart
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji (*)	bbl	150 500	167 500	(17 000)
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures	Usd	527 629	500 236	27 393
Prélèvement - Taxes maritimes	Usd	3 120 683	2 964 551	156 132

(*) Ecart de chevauchement périodique (mensuel) entre la déclaration de la société et celle de la DRN (début et fin d'année), ce qui a été déclaré par la société en décembre 2022, a été reporté pour la DRN en janvier 2023.

Prélèvement	Unité	ENI Congo	DRN	Écart (*)
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji	bbl	107 550	106 123	1 427
Prélèvement au titre du remboursement du coût d'exploitation de la CEC	bbl	(1 550 905)	(1 538 390)	(12 515)
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures	Usd	370 436	370 436	-

(*) Ecart de chevauchement périodique (mensuel) entre la déclaration de la société et celle de la DRN, ce qui a été déclaré par la société en décembre 2022 a été reporté pour la DRN en janvier 2023.

(ii) Secteur minier : Non applicable.

(iii) Secteur forestier : Non applicable.

4.1.3.1.4 Rapprochement des transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat

Tableau 84 : Rapprochement des transferts des revenus de commercialisation

		SNPC			
Commercialisation parts de l'Etat - SNPC (Huile)	Unité	Reversés par SNPC Mandat	Reversés par la CORAF (DGT)	DRN	Écart
Parts d'huile commercialisées (contrepartie reversée au Trésor) (*)	bbl	Nc	Nc	Nc	Nc
	FCFA	637 546 587 158	31 541 691 212	672 210 190 487	(3 121 912 117)
Parts d'huile commercialisées en contrepartie de projets d'infrastructures (Contrepartie des revenus de commercialisation versée dans un compte séquestre en remboursement des projets d'infrastructures de la Chine)	bbl	5 423 705		3 622 594	1 801 111
	Usd	435 916 124		281 556 606	154 359 518
Parts d'huile commercialisées en contrepartie de préfinancements traders (Contrepartie des revenus de commercialisation destinée au remboursement des préfinancements accordés par les Traders)	bbl	6 430 991		9 734 558	(3 303 567)
	Usd	513 761 353		759 889 399	(246 128 046)

N/c : non communiqué.

(*) La DRN justifie cet écart par l'intégration d'une quote-part des revenus issus de la zone d'unitisation Lianzi dans sa situation. Par ailleurs, elle confirme l'exactitude des déclarations transmises par la SNPC et la DGT.

4.1.3.2 Rapprochement des paiements en numéraire

Le résultat des rapprochements par secteur se détaille comme suit :

Tableau 85 : Rapprochement des paiements en numéraires globaux, par secteur

Secteur	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Total Hydrocarbures	890 497 670 236	867 258 230 247	23 239 439 989	-	14 038 585 872	(14 038 585 872)	890 497 670 236	881 296 816 119	9 200 854 117
Total minier	2 334 506 627	1 609 736 906	724 769 721	119 802 408	386 899 815	(267 097 407)	2 454 309 035	1 996 636 721	457 672 314
Total forestier	9 967 293 251	9 628 359 497	338 933 754	1 169 450 268	(4 252 983 065)	5 422 433 333	11 136 743 519	5 375 376 432	5 761 367 087
Total général	902 799 470 114	878 496 326 650	24 303 143 464	1 289 252 676	10 172 502 622	(8 883 249 946)	904 088 722 790	888 668 829 272	15 419 893 518
								Ecart global en %	1,74%

4.1.3.2.1 Rapprochement global par société

Tableau 86 : Rapprochement des paiements en numéraires globaux, par société

N°	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	ENI CONGO	98 644 598 205	81 483 718 234	17 160 879 971	-	16 793 412 605	(16 793 412 605)	98 644 598 205	98 277 130 839	367 467 366
2	SNPC	701 376 786 457	700 559 959 754	816 826 703	-	881 021 235	(881 021 235)	701 376 786 457	701 440 980 989	(64 194 532)
3	TOTAL EP	40 283 868 071	36 141 524 716	4 142 343 354	-	1 634 484 993	(1 634 484 993)	40 283 868 071	37 776 009 709	2 507 858 361
4	LUKOIL	5 081 941 574	3 035 159 144	2 046 782 430	-	1 418 664 438	(1 418 664 438)	5 081 941 574	4 453 823 582	628 117 992
5	PERENCO	24 043 199 851	21 195 597 654	2 847 602 197	-	(193 500 056)	193 500 056	24 043 199 851	21 002 097 598	3 041 102 253
6	CHEVRON	9 788 340 989	9 294 043 917	494 297 072	-	73 638 864	(73 638 864)	9 788 340 989	9 367 682 781	420 658 208
7	CONGOREP	5 899 766 924	3 859 208 045	2 040 558 879	-	(79 381 178)	79 381 178	5 899 766 924	3 779 826 867	2 119 940 057
8	SONAREP	927 273 599	703 121 189	224 152 410	-	201 702 047	(201 702 047)	927 273 599	904 823 236	22 450 363
9	MERCURIA (*)	-	544 393 254	(544 393 254)	-	(544 393 254)	544 393 254	-	-	-
10	WING WAH (*)	-	6 394 958 658	(6 394 958 658)	-	(6 394 958 658)	6 394 958 658	-	-	-
11	AOGC	466 822 810	339 861 731	126 961 079	-	167 914 539	(167 914 539)	466 822 810	507 776 270	(40 953 460)
12	HEMLA	268 736 554	251 159 769	17 576 785	-	(14 079 701)	14 079 701	268 736 554	237 080 068	31 656 486
13	Orion Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	AMMAT	3 716 335 202	3 455 524 182	260 811 020	-	94 059 998	(94 059 998)	3 716 335 202	3 549 584 180	166 751 022
Hydrocarbures		890 497 670 236	867 258 230 247	23 239 439 989	-	14 038 585 872	(14 038 585 872)	890 497 670 236	881 296 816 119	9 200 854 117
1	SOREMI	2 208 823 364	1 449 882 663	758 940 701	119 802 408	507 677 602	(387 875 194)	2 328 625 772	1 957 560 265	371 065 507

N°	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
2	LULU DE MINE (*)	-	78 931 767	(78 931 767)	-	(78 931 767)	78 931 767	-	-	-
3	SINTOUKOLA	42 884 112	23 932 807	18 951 305	-	-	-	42 884 112	23 932 807	18 951 305
4	NEWCO MINING (*)	-	22 560 684	(22 560 684)	-	(22 560 684)	22 560 684	-	-	-
5	MINING PROJECT DEVELOPMENT	68 915 731	9 060 523	59 855 208	-	-	-	68 915 731	9 060 523	59 855 208
6	LUYUAN DES MINES (*)	-	8 777 544	(8 777 544)	-	(8 777 544)	8 777 544	-	-	-
7	ORIGINS EXPLORATION CONGO (*)	-	10 507 792	(10 507 792)	-	(10 507 792)	10 507 792	-	-	-
8	COMINCO	13 883 420	6 083 126	7 800 294	-	-	-	13 883 420	6 083 126	7 800 294
Minier		2 334 506 627	1 609 736 906	724 769 721	119 802 408	386 899 815	(267 097 407)	2 454 309 035	1 996 636 721	457 672 314
1	IFO	2 778 185 907	2 231 925 914	546 259 993	6 976 316	175 559 605	(168 583 289)	2 785 162 223	2 407 485 519	377 676 704
2	SEFYD	1 357 205 382	1 382 471 933	(25 266 551)	1 162 473 952	-	1 162 473 952	2 519 679 334	1 382 471 933	1 137 207 401
3	TAMAN	4 642 682 868	1 138 943 832	3 503 739 036	-	107 134 756	(107 134 756)	4 642 682 868	1 246 078 588	3 396 604 280
4	ENTREPRISE CHRISTELLE (*)	-	917 280 768	(917 280 768)	-	(917 280 768)	917 280 768	-	-	-
5	CIB (*)	-	1 943 299 045	(1 943 299 045)	-	(1 943 299 045)	1 943 299 045	-	-	-
6	SICOFOR (*)	-	351 149 589	(351 149 589)	-	(351 149 589)	351 149 589	-	-	-
7	ASIA CONGO (*)	-	106 671 926	(106 671 926)	-	(106 671 926)	106 671 926	-	-	-
8	AMPTHILL INDUSTRIE	1 189 219 094	328 089 702	861 129 392	-	11 250 690	(11 250 690)	1 189 219 094	339 340 392	849 878 702
9	CIBN (*)	-	53 610 218	(53 610 218)	-	(53 610 218)	53 610 218	-	-	-
10	MOKABI SA (*)	-	657 116 156	(657 116 156)	-	(657 116 156)	657 116 156	-	-	-
11	CIB OLAM (*)	-	517 800 414	(517 800 414)	-	(517 800 414)	517 800 414	-	-	-
Forestier		9 967 293 251	9 628 359 497	338 933 754	1 169 450 268	(4 252 983 065)	5 422 433 333	11 136 743 519	5 375 376 432	5 761 367 087
	Total général	902 799 470 114	878 496 326 650	24 303 143 464	1 289 252 676	10 172 502 622	(8 883 249 946)	904 088 722 790	888 668 829 272	15 419 893 518

(*) Sociétés en défaut de déclaration : déclarations de l'Etat non prises en compte pour le rapprochement.

4.1.3.2.2 Rapprochement global par flux

(i) Secteur des hydrocarbures

Tableau 87 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur des hydrocarbures)

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôts sur les sociétés	17 211 754 872	52 620 344 474	(35 408 589 602)	-	(34 389 724 183)	34 389 724 183	17 211 754 872	18 230 620 291	(1 018 865 419)
Taxe sur les salaires	27 140 319 109	29 654 069 181	(2 513 750 072)	1 819 975 235	(18 762 922)	1 838 738 157	28 960 294 344	29 635 306 259	(675 011 915)
Impôts retenus à la source des sous-traitants	49 696 594 665	2 160 254	49 694 434 411	(1 819 975 235)	47 874 125 031	(49 694 100 266)	47 876 619 430	47 876 285 285	334 145
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	20 300 110 682	20 306 124 167	(6 013 485)	-	-	-	20 300 110 682	20 306 124 167	(6 013 485)
Centimes Additionnels (CAD)	1 025 841 624	1 026 493 874	(652 250)	-	-	-	1 025 841 624	1 026 493 874	(652 250)
Patente	814 016 637	487 816 921	326 199 716	-	320 648 583	(320 648 583)	814 016 637	808 465 504	5 551 133
Taxe d'occupation des Locaux	35 762 109	34 026 759	1 735 350	-	(2 284 939)	2 284 939	35 762 109	31 741 820	4 020 289
Taxe immobilière	580 387 396	587 485 549	(7 098 153)	-	(10 896 065)	10 896 065	580 387 396	576 589 484	3 797 912
Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	119 460 400	213 986 431	(94 526 031)	-	(79 558 596)	79 558 596	119 460 400	134 427 835	(14 967 435)
Taxe régionale	6 214 920	-	6 214 920	-	1 447 200	(1 447 200)	6 214 920	1 447 200	4 767 720
Taxe spéciale sur les sociétés	414 480 188	87 400 670	327 079 518	-	403 831 359	(403 831 359)	414 480 188	491 232 029	(76 751 841)
Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés (TVTS)	10 000 000	28 500 000	(18 500 000)	-	(22 000 000)	22 000 000	10 000 000	6 500 000	3 500 000
Redressements fiscaux	490 918 896	500 000	490 418 896	-	490 918 896	(490 918 896)	490 918 896	491 418 896	(500 000)
Droit d'enregistrement	633 630 943	-	633 630 943	-	631 599 743	(631 599 743)	633 630 943	631 599 743	2 031 200
Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	4 663 444 255	-	4 663 444 255	-	4 354 339 902	(4 354 339 902)	4 663 444 255	4 354 339 902	309 104 353

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading	606 388 930	-	606 388 930	-	606 388 930	(606 388 930)	606 388 930	606 388 930	-
Redevance sur auto-consommation	1 753 358 302	762 187 246	991 171 056	-	(15 555 340)	15 555 340	1 753 358 302	746 631 906	1 006 726 396
Provision pour investissements diversifiés (PID)	37 962 154 381	51 058 195 522	(13 096 041 141)	-	(4 998 965 207)	4 998 965 207	37 962 154 381	46 059 230 315	(8 097 075 934)
Solde de fiscalité reversé	2 501 948 911	-	2 501 948 911	-	-	-	2 501 948 911	-	2 501 948 911
Versement au titre de la Commercialisation de la part de l'Etat	637 904 583 768	637 423 287 965	481 295 803	-	123 299 193	(123 299 193)	637 904 583 768	637 546 587 158	357 996 610
Redevance minière proportionnelle	9 137 462 914	7 267 778 165	1 869 684 749	-	-	-	9 137 462 914	7 267 778 165	1 869 684 749
Versement au titre de fiscalité du champs LIANZI	268 285 994	-	268 285 994	-	-	-	268 285 994	-	268 285 994
Redevance superficiaire	1 267 731 805	701 736 044	565 995 761	-	-	-	1 267 731 805	701 736 044	565 995 761
Bonus de signature	11 030 030 118	-	11 030 030 118	-	-	-	11 030 030 118	-	11 030 030 118
Bonus de production	-	5 792 018 024	(5 792 018 024)	-	(1 230 150 400)	1 230 150 400	-	4 561 867 624	(4 561 867 624)
Dividendes versés à L'Etat	26 640 000 000	26 640 000 000	-	-	-	-	26 640 000 000	26 640 000 000	-
Frais de formation	617 474 552	-	617 474 552	-	-	-	617 474 552	-	617 474 552
Dividendes versés à la SNPC	31 655 120 859	31 655 120 859	-	-	-	-	31 655 120 859	31 655 120 859	-
Frais de formation	1 688 178 738	719 311 751	968 866 987	-	-	-	1 688 178 738	719 311 751	968 866 987
Redevance informatique	82 271 485	67 606 171	14 665 314	-	(6 470)	6 470	82 271 485	67 599 701	14 671 784
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA-DGDDI)	20 372 945	42 338 744	(21 965 799)	-	(65 944)	65 944	20 372 945	42 272 800	(21 899 855)
Tarif Extérieur Commun	4 082 826 364	49 687 329	4 033 139 035	-	(42 899)	42 899	4 082 826 364	49 644 430	4 033 181 934

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Droits accessoires à la sortie (DAS)	20 287 052	29 442 362	(9 155 310)	-	-	-	20 287 052	29 442 362	(9 155 310)
Droits d'accise	4 048 316	-	4 048 316	-	-	-	4 048 316	-	4 048 316
Droits de sortie	12 014 539	611 785	11 402 754	-	-	-	12 014 539	611 785	11 402 754
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) douanière	64 199 502	-	64 199 502	-	-	-	64 199 502	-	64 199 502
Redressements Douaniers	35 994 064	-	35 994 064	-	-	-	35 994 064	-	35 994 064
Total Hydrocarbures	890 497 670 236	867 258 230 247	23 239 439 989	-	14 038 585 872	(14 038 585 872)	890 497 670 236	881 296 816 119	9 200 854 117

(ii) Secteur minier

Tableau 88 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur minier)

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôts sur les sociétés	1 224 937 086	843 290 725	381 646 361	126 031 241	507 677 602	(381 646 361)	1 350 968 327	1 350 968 327	-
Taxe sur les salaires	273 589 092	301 817 446	(28 228 354)	(6 228 833)	(43 893 227)	37 664 394	267 360 259	257 924 219	9 436 040
Impôts retenus à la source des sous-traitants	1 622 879	-	1 622 879	-	-	-	1 622 879	-	1 622 879
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	2 236 320	5 512 318	(3 275 998)	-	(3 300 268)	3 300 268	2 236 320	2 212 050	24 270
Centimes Additionnels (CAD)	111 816	302 548	(190 732)	-	(191 945)	191 945	111 816	110 603	1 213
Patente	54 568 698	52 957 152	1 611 546	-	(652 500)	652 500	54 568 698	52 304 652	2 264 046
Taxe d'occupation des Locaux	3 419 889	612 186	2 807 703	-	(228 363)	228 363	3 419 889	383 823	3 036 066
Taxe immobilière	2 750 000	1 700 000	1 050 000	-	-	-	2 750 000	1 700 000	1 050 000
Taxe régionale	60 000	-	60 000	-	-	-	60 000	-	60 000
Taxe spéciale sur les sociétés	-	2 000 000	(2 000 000)	-	(2 000 000)	2 000 000	-	-	-
Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés (TVTS)	500 000	500 000	-	-	-	-	500 000	500 000	-
Droit d'enregistrement	2 398 600	-	2 398 600	-	-	-	2 398 600	-	2 398 600
Redevance superficiaire	75 539 940	-	75 539 940	-	-	-	75 539 940	-	75 539 940

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Droits fixes	522 347 643	-	522 347 643	-	-	-	522 347 643	-	522 347 643
Redevance informatique	132 854 263	363 570 289	(230 716 026)	-	(33 037 242)	33 037 242	132 854 263	330 533 047	(197 678 784)
Droits accessoires à la sortie (DAS)	-	33 124 242	(33 124 242)	-	(33 124 242)	33 124 242	-	-	-
Droits de sortie (DST)	-	4 350 000	(4 350 000)	-	(4 350 000)	4 350 000	-	-	-
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) douanière	37 570 401	-	37 570 401	-	-	-	37 570 401	-	37 570 401
Total minier	2 334 506 627	1 609 736 906	724 769 721	119 802 408	386 899 815	(267 097 407)	2 454 309 035	1 996 636 721	457 672 314

(iii) Secteur forestier

Tableau 89 : Rapprochement des paiements en numéraires – par flux (secteur forestier)

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Impôts sur les sociétés	103 604 584	94 114 392	9 490 192	-	9 490 192	(9 490 192)	103 604 584	103 604 584	-
Taxe sur les salaires	499 401 152	797 710 797	(298 309 645)	-	(312 132 552)	312 132 552	499 401 152	485 578 245	13 822 907
Impôts retenus à la source des sous-traitants	13 282 714	-	13 282 714	-	13 282 714	(13 282 714)	13 282 714	13 282 714	-
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	-	67 589 816	(67 589 816)	-	(67 589 816)	67 589 816	-	-	-
Centimes Additionnels (CAD)	4 543 632	28 453 287	(23 909 655)	-	(17 732 979)	17 732 979	4 543 632	10 720 308	(6 176 676)
Patente	67 525 918	104 293 222	(36 767 304)	-	(36 015 232)	36 015 232	67 525 918	68 277 990	(752 072)
Taxe d'occupation des Locaux	15 983 000	96 445 362	(80 462 362)	-	(80 498 362)	80 498 362	15 983 000	15 947 000	36 000
Taxe immobilière	19 186 858	-	19 186 858	-	19 186 858	(19 186 858)	19 186 858	19 186 858	-
Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	-	4 037 500	(4 037 500)	-	(4 037 500)	4 037 500	-	-	-
Taxe régionale	1 725 800	-	1 725 800	-	-	-	1 725 800	-	1 725 800
Taxe spéciale sur les sociétés	503 392 711	418 286 164	85 106 547	-	85 106 550	(85 106 550)	503 392 711	503 392 714	(3)
Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés (TVTS)	19 220 000	5 200 000	14 020 000	-	14 020 000	(14 020 000)	19 220 000	19 220 000	-
Redressements fiscaux/amendes et pénalités	68 854 327	-	68 854 327	-	68 854 327	(68 854 327)	68 854 327	68 854 327	-

Flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Droit d'enregistrement	44 397 763	-	44 397 763	-	44 194 363	(44 194 363)	44 397 763	44 194 363	203 400
Amendes liés aux infractions forestières	28 275 000	-	28 275 000	-	-	-	28 275 000	-	28 275 000
Taxe d'abattage	2 532 230 320	2 391 645 472	140 584 848	777 023 071	(790 585 168)	1 567 608 239	3 309 253 391	1 601 060 304	1 708 193 087
Taxe de déboisement	56 047 300	122 829 752	(66 782 452)	9 138 900	(69 854 152)	78 993 052	65 186 200	52 975 600	12 210 600
Taxe de superficie	1 105 092 100	964 684 093	140 408 007	344 885 800	(270 220 533)	615 106 333	1 449 977 900	694 463 560	755 514 340
Taxe sur les produits forestiers accessoires	-	7 531 114	(7 531 114)	-	(2 779 235)	2 779 235	-	4 751 879	(4 751 879)
Transactions forestières	-	419 218 250	(419 218 250)	6 976 316	(405 241 934)	412 218 250	6 976 316	13 976 316	(7 000 000)
Redevance informatique	255 826 666	644 518 461	(388 691 795)	-	(307 163 711)	307 163 711	255 826 666	337 354 750	(81 528 084)
Taxe additionnelle à l'exportation (TAE)	160 645 532	-	160 645 532	-	-	-	160 645 532	-	160 645 532
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA-DGDDI)	304 812 467	1 470 214 641	(1 165 402 174)	-	(1 024 668 721)	1 024 668 721	304 812 467	445 545 920	(140 733 453)
Taxe à l'exportation des bois	2 685 874 287	755 635 464	1 930 238 823	-	-	-	2 685 874 287	755 635 464	1 930 238 823
Redevance bois (RDB)	925 763 091	269 911 431	655 851 660	-	(269 911 431)	269 911 431	925 763 091	-	925 763 091
Tarif Extérieur Commun (TEC)	258 016 952	953 018 074	(695 001 122)	31 426 181	(837 739 345)	869 165 526	289 443 133	115 278 729	174 164 404
Droits accessoires à la sortie (DAS)	326 842	8 666 348	(8 339 506)	-	(8 666 348)	8 666 348	326 842	-	326 842
Droits d'accise (DAC)	1 827 906	2 528 027	(700 121)	-	(2 281 050)	2 281 050	1 827 906	246 977	1 580 929
Droits de sortie (DST)	-	1 827 830	(1 827 830)	-	-	-	-	1 827 830	(1 827 830)
Taxe sur la valeur ajoutée (TVA) douanière	289 236 329	-	289 236 329	-	-	-	289 236 329	-	289 236 329
Redressements Douaniers/amendes et pénalités	2 200 000	-	2 200 000	-	-	-	2 200 000	-	2 200 000
Total forestier	9 967 293 251	9 628 359 497	338 933 754	1 169 450 268	(4 252 983 065)	5 422 433 333	11 136 743 519	5 375 376 432	5 761 367 087

4.1.3.2.3 Ajustements des déclarations

Les ajustements se détaillent comme suit :

- Ajustement des déclarations des sociétés :

Secteur	Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
Hydrocarbure	DGID	CHEVRON	Erreur de classification	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	1 819 975 235
	DGID			Impôts retenus à la source des sous-traitants	(1 819 975 235)
Forestier	DGT	IFO	Taxes payées non reportées	Transactions forestières	6 976 316
	DGT	SEFYD		Taxe d'abattage	777 023 071
	DGT			Taxe de déboisement	9 138 900
	DGT			Taxe de superficie	344 885 800
	DGDDI			Tarif Extérieur Commun (TEC)	31 426 181
Minier	DGID	SOREMI	Taxes payées non reportées	Impôts sur les sociétés	126 031 241
			Taxes payées hors période de réconciliation	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	(31 170 902)
			Taxes payées non reportées	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	24 942 069
TOTAL					1 289 252 676

- **Ajustement des déclarations de l'Etat** :

Type d'ajustement	Secteur	Sociétés	Montant FCFA
Ajustement de réconciliation	Hydrocarbure	ENI Congo	16 793 412 605
		SNPC	881 021 235
		TOTAL EP CONGO	1 634 484 993
		LUKOIL	1 418 664 438
		PERENCO	(193 500 056)
		CHEVRON	73 638 864
		CONGOREP	(79 381 178)
		CHEVRON	201 702 047
		AOGC	167 914 539
		HEMLA EP	(14 079 701)
		AMMAT	94 059 998
	Sous total (Hydrocarbures)		20 977 937 784
	Forestier	IFO	175 559 605
		TAMAN INDUSTRIE	107 134 756
		AMPTHILL INDUSTRIE	11 250 690
	Sous total (Forestier)		293 945 051
	Minier	SOREMI	507 677 602
	Sous total (Minier)		507 677 602
Total Ajustement de rapprochement			21 779 560 437
Ajustement de défaut de déclaration (*)	Hydrocarbure	MERCURIA E & P CONGO	(544 393 254)
		WING WAH	(6 394 958 658)
	Minier	SOCIETE LULU DE MINE	(78 931 767)

Type d'ajustement	Secteur	Sociétés	Montant FCFA
		SOCIETE NEWCO MINING	(22 560 684)
		LUYUAN DES MINES CONGO	(8 777 544)
		ORIGINS EXPLORATION CONGO	(10 507 792)
	Forestier	ENTREPRISE CHRISTELLE	(917 280 768)
		CONGOLAISE INDUSTRIELLE DE BOIS (CIB)	(1 943 299 045)
		SICOFOR	(351 149 589)
		ASIA CONGO INDUSTRIES	(106 671 926)
		CIBN	(53 610 218)
		MOKABI SA	(657 116 156)
		CIB OLAM	(517 800 414)
Total Ajustement pour défaut de déclaration			(11 607 057 815)
TOTAL			10 172 502 622

(*) Cette section d'ajustement concerne spécifiquement les sociétés en défaut de déclaration : les déclarations faites par l'État pour leur compte, n'ont pas été prises en compte dans le rapprochement (seulement), car leur intégration fausserait le calcul de l'écart de conciliation effectif.

Pour les ajustements de conciliation (confirmés), ils se détaillent, par société, par flux et par régies, comme suit :

- Pour le secteur des hydrocarbures

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID	ENI Congo	Erreur de reporting	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	(46 050 360)
DGID			Impôts sur les sociétés	(41 432 732 126)
DGID		Montant non reporté initialement	Impôts sur les sociétés	13 073 538 169
DGID			Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	113 634 226
DGID			Taxe immobilière	18 466 667
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	42 000 701 444
DGID			Patente	88 881 933
DGID			Droit d'enregistrement	276 613 699
DGID			Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	2 632 537 473
DGID			Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading par les opérateurs pétroliers et les membres du contracteur, au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures	67 821 480
DGT	SNPC	Erreur de classification	Versement au titre de la Commercialisation de la part de l'Etat	123 299 193
DGT			Provision pour investissements diversifiés (PID)	(123 299 193)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	45 762 280
DGID		Taxe non reportée initialement	Patente	228 359 100
DGID		Taxe non reportée initialement	Taxe spéciale sur les sociétés	353 544 625
DGID		Taxe non reportée initialement	Redressements fiscaux/amendes et pénalités	253 355 230

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID	TOTAL EP CONGO	Montant non reporté initialement	Taxe immobilière	8 037 268
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe régionale	1 447 200
DGID		Erreur de reporting	Impôts sur les sociétés	(5 550 095 226)
DGID		Montant non reporté initialement	Impôts sur les sociétés	3 606 311 550
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	3 427 484 201
DGID			Redressements fiscaux/amendes et pénalités	1 500 000
DGID			Droit d'enregistrement	139 800 000
DGID	LUKOIL	Erreur de reporting	Impôts sur les sociétés	(2 397 166 728)
DGID			Patente	(58 315 655)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	248 873 454
DGID			Patente	107 019 182
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	2 314 251 811
DGID			Redressements fiscaux/amendes et pénalités	7 824 252
DGID			Droit d'enregistrement	41 053 344
DGID			Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	1 142 870 495
DGID			Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading par les opérateurs pétroliers et les membres du contracteur, au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures	12 254 283
DGID	PERENCO	Erreur de reporting	Impôts sur les sociétés	(1 212 634 873)
DGID			Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	(58 801 811)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	23 096 761
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	49 986 905
DGID			Droit d'enregistrement	114 803 900
DGID			Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	567 672 461
DGID			Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading par les opérateurs pétroliers et les membres du contracteur, au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures	322 376 601
DGID	CHEVRON	Taxe non reportée initialement	Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés	6 500 000
DGID			Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading par les opérateurs pétroliers et les membres du contracteur, au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures	67 138 864
DGID	CONGOREP	Erreur de reporting	Impôts sur les sociétés	(322 231 355)
DGID			Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	(28 215 439)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	12 133 527
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	19 381 972
			Patente	32 164 142

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID			Droit d'enregistrement	59 328 800
DGID			Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	11 259 473
DGID			Retenue à la source de 20 % sur les paiements effectués aux sociétés de trading par les opérateurs pétroliers et les membres du contracteur, au titre des frais de commercialisation des hydrocarbures	136 797 702
DGID	CHEVRON	Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	37 951 671
DGID		Taxe non reportée initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	43 038 274
DGID			Impôt sur le revenu des valeurs mobilières	8 160 000
DGID			Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	32 132 603
DGID			Redressements fiscaux/amendes et pénalités	80 419 499
DGID	AOGC	Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	12 689 863
DGID		Taxe non reportée initialement	Taxe spéciale sur les sociétés	18 154 131
DGID			Redressements fiscaux/amendes et pénalités	137 070 545
DGID	HEMLA EP	Erreur de reporting	Impôts sur les sociétés	(24 829 071)
DGID		Montant non reporté initialement	Redressements fiscaux/amendes et pénalités	10 749 370
DGID	AMMAT	Taxe non reportée initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	74 779 574
DGID			Impôts retenus à la source des sous-traitants	19 280 424
TOTAL				20 977 937 784

- Pour le secteur forestier

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID	IFO	Montant non reporté initialement	Impôts retenus à la source des sous-traitants	13 282 714
DGID			Taxe immobilière	13 853 521
DGID			Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	79 700 456
DGID			Taxe sur les véhicules de tourisme des sociétés (TVTS)	14 020 000
DGID			Redressements fiscaux/amendes et pénalités	10 508 551
DGID			Droit d'enregistrement	44 194 363
DGID	TAMAN INDUSTRIE	Erreur de classification	Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	(26 690 741)
DGID			Impôts sur les sociétés	(42 312 100)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe spéciale sur les sociétés (y compris retenue à la source)	32 096 835
DGID			Impôts sur les sociétés	51 802 292
DGID			Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	28 559 357
DGID		Taxe non reportée initialement	Taxe immobilière	5 333 337
DGID		Taxe non reportée initialement	Redressements fiscaux/amendes et pénalités	58 345 776

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID	AMPTHILL INDUSTRIE	Erreur de classification	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	(19 413 506)
DGID		Montant non reporté initialement	Taxe sur les salaires (IRPP-TF-TA-FNH-TUS)	30 664 196
TOTAL				293 945 051

- Pour le secteur minier

Régie	Sociétés	Type d'ajustement	Flux	Montant FCFA
DGID	SOREMI	Erreur de classification	Impôts sur les sociétés	(502 151 999)
DGID		Montant non reporté initialement	Impôts sur les sociétés	126 031 241
DGID			Impôts sur les sociétés	883 798 360
TOTAL				507 677 602

4.1.3.2.4 Écarts non rapprochés

Le montant des écarts non rapprochés s'élève à 15 419 893 518 FCFA, l'équivalent de 1,74 % des revenus reportés par l'État. **Ces écarts sont inférieurs au seuil d'erreur acceptable fixé à 2% par le CN**-ITIE.

Le détail des écarts par société se présente comme suit :

Tableau 90 : Écarts non rapprochés

Sociétés	Secteur	Sociétés	Gouvernement	Différence en valeur	En % de la déclaration de l'Etat
ENI CONGO S. A	Hydrocarbures	98 644 598 205	98 277 130 839	367 467 366	0,04%
SNPC	Hydrocarbures	701 376 786 457	701 440 980 989	-64 194 532	-0,01%
TOTAL EP CONGO	Hydrocarbures	40 283 868 071	37 776 009 709	2 507 858 361	0,28%
LUKOIL	Hydrocarbures	5 081 941 574	4 453 823 582	628 117 992	0,07%
PERENCO	Hydrocarbures	24 043 199 851	21 002 097 598	3 041 102 253	0,34%
CHEVRON	Hydrocarbures	9 788 340 989	9 367 682 781	420 658 208	0,05%
CONGOREP	Hydrocarbures	5 899 766 924	3 779 826 867	2 119 940 057	0,24%
SONAREP	Hydrocarbures	927 273 599	904 823 236	22 450 363	0,00%
AOGC	Hydrocarbures	466 822 810	507 776 270	-40 953 460	0,00%
HEMLA E&P	Hydrocarbures	268 736 554	237 080 068	31 656 486	0,00%
AMMAT	Hydrocarbures	3 716 335 202	3 549 584 180	166 751 022	0,02%
SOREMI	Minier	2 328 625 772	1 957 560 265	371 065 507	0,04%
SINTOUKOLA POTASH	Minier	42 884 112	23 932 807	18 951 305	0,00%
MINING PROJECT DEVELOPMENT	Minier	68 915 731	9 060 523	59 855 208	0,01%
COMINCO S.A	Minier	13 883 420	6 083 126	7 800 294	0,00%
INDUSTRIE FORESTIERE DE OUESSO	Forestier	2 785 162 223	2 407 485 519	377 676 704	0,04%
SOCIETE D'EXPLOITATION FORESTIERE YUAN DONG SARL	Forestier	2 519 679 334	1 382 471 933	1 137 207 401	0,13%
TAMAN INDUSTRIES LIMITED	Forestier	4 642 682 868	1 246 078 588	3 396 604 280	0,38%
AMPTHILL INDUSTRIE SARL	Forestier	1 189 219 094	339 340 392	849 878 702	0,10%
Total		904 088 722 790	888 668 829 272	15 419 893 518	1,74%

Malgré un écart global conforme < 2%, il résulte de la neutralisation mutuelle des écarts sectoriels. Isolés, les secteurs de la forêt et des mines dépassent largement le seuil d'erreur acceptable de 2 %.

En milliards FCFA	Hydrocarbure	Minier	Forestier	Ecart global
Ecart positif	9 306 002 109	457 672 314	5 761 367 087	15 525 041 510
En % des recettes déclarées par l'Etat	*1,06%*	*22,92%*	*125,22%*	*1,75%*
Ecart négatif	(105 147 992)	-	-	(105 147 992)
En % des recettes déclarées par l'Etat	*-0,01%*	*0,00%*	*0,00%*	*-0,01%*
Ecart compensé (en valeur)	9 200 854 117	457 672 314	5 761 367 087	15 419 893 518
Ecart compensé (en %)	1,04%	22,92%	125,22%	1,74%

Le détail de ces écarts par flux est présenté au niveau de **l'annexe** 11 du présent rapport.

Note explicative sur les écarts non résolus dans le secteur pétrolier

(i) La problématique de la ventilation comptable des flux pétroliers au Trésor Public :

Il existe une divergence structurelle entre les déclarations des sociétés pétrolières et les enregistrements comptables de la Direction Générale du Trésor (DGT). Cette anomalie ne provient pas nécessairement d'un défaut de paiement, mais d'une incapacité du système d'information de la DGT à désagréger les flux financiers par nature spécifique.

Le Mécanisme de l'écart (L'Effet "Lot") : Dans la pratique, la DGT réceptionne les paiements des opérateurs pétroliers sous forme de virements globaux (en lots).

- Côté société : Le paiement est décomposé précisément (Redevances, Bonus, PID, etc.).
- Côté DGT : Le système comptable ne permet pas toujours d'isoler chaque composante du lot. En l'absence de nomenclature automatisée ou de détails d'identification lors de la réception, l'agent comptable utilise un compte "par défaut".

L'Usage par défaut du flux "PID" (Provision pour Investissement Diversifié) : L'analyse approfondie des écarts de rapprochement menée auprès de la DGT et de quelques sociétés pétrolières a révélé une pratique symptomatique :

- La PID comme compte d'attente : Le flux PID est utilisé de manière générique. Tout flux reçu dont la nature exacte n'est pas immédiatement identifiable par les services du Trésor est systématiquement enregistré sous ce libellé.
- Conséquence : Cette pratique entraîne une surévaluation artificielle des fonds affectés à la PID, tout en générant des déficits apparents sur d'autres lignes de taxes spécifiques. Il en résulte des écarts injustifiés avec les déclarations des sociétés pétrolières, ce qui complexifie l'exercice de réconciliation.

En résumé : Cette "opacité procédurale" nuit à la fiabilité des statistiques publiques et peut laisser suggérer des erreurs de versement là où il ne s'agit que d'un problème de ventilation comptable. Sans une réforme du lettrage des paiements à la DGT, les écarts persisteront malgré la bonne foi des sociétés pétrolières.

(ii) Décalage temporel de comptabilisation des flux (Cut-off) lié à l'absence d'interconnexion entre le Trésor et la DGID :

Nature de l'anomalie : L'analyse des écarts de rapprochement pour l'exercice 2023 révèle des divergences significatives dues à une rupture du principe de spécialité des exercices (problématique de "cut-off"). Des flux financiers effectivement décaissés par les entreprises extractives au cours du quatrième trimestre 2022 n'ont été intégrés dans les registres de recettes de la Direction Générale des Impôts et des Domaines (DGID) qu'au cours de l'exercice 2023.

Mécanisme de l'écart (L'absence d'interconnexion) : Le processus de recouvrement souffre d'un cloisonnement des systèmes d'information entre la Direction Générale du Trésor (DGT) et la DGID :

- Encaissement : Le Trésor Public réceptionne les fonds et délivre les quittances (preuve de paiement pour la société).
- Transmission : L'information de paiement circule par voie physique ou manuelle vers la DGID pour enregistrement comptable.
- Constat : Ce délai de transmission, exacerbé par l'absence d'interconnexion numérique en temps réel, entraîne un décalage de plusieurs semaines, voire plusieurs mois, entre le paiement réel et sa reconnaissance par l'administration fiscale.

Cas d'illustration : TotalEnergies EP Congo : L'exemple de la Taxe sur les Salaires (TS) de TotalEnergies est symptomatique :

- Déclaration Société : La société a effectué le virement au Trésor Public pour les salaires d'octobre 2022 en mois du novembre 2022. Une quittance de paiement a été régulièrement émise à cette date, confirmant la sortie de fonds.
- Déclaration DGID : En raison de l'absence d'interconnexion numérique entre le Trésor et la DGID, l'information sur l'encaissement effectif des fonds n'a été transmise et "comptabilisée" par les services fiscaux qu'en janvier 2023, flux reconnu comme "recouvré" uniquement à cette dernière date. Cet écart, initialement perçu comme une divergence de montant, s'avère être un simple décalage de période comptable (exercice N vs exercice N+1)

En résumé : Les revenus de l'État pour l'année 2022 sont sous-évalués dans les rapports de la DGID, tandis que ceux de 2023 sont artificiellement gonflés par des arriérés de fait.

Note explicative sur les écarts non résolus dans le secteur forestier

Les divergences constatées entre les déclarations des sociétés forestières et celles de l'État s'expliquent par les points suivants :

- Divergence de comptabilisation : Les sociétés ayant signé des protocoles d'accord pour la fourniture d'infrastructures ont inscrit, dans leurs formulaires de déclaration, les **compensations de taxes forestières comme des paiements effectifs versés à l'État**.
- Non-reconnaissance des recettes par l'État : De son côté, l'administration n'a pas renseigné ces sommes en recettes, car ces flux sont contractuellement destinés à être gelés dans un compte séquestre pour le financement des travaux (se référer à la section 4.3.2.4).

- Dysfonctionnement du mécanisme financier : La DGEF précise que le compte séquestre, bien qu'instauré fin 2023, n'était pas encore opérationnel au moment des faits, empêchant ainsi la régularisation comptable de ces mouvements.
- Absence de validation technique : Plusieurs entreprises ont procédé unilatéralement à ces compensations (le cas de TAMAN) sans avoir obtenu le quitus préalable du Comité Technique, lequel doit impérativement être formalisé par la signature d'un procès-verbal.

En résumé : L'écart provient d'une asymétrie entre les entreprises, qui considèrent la réalisation des travaux comme un paiement libératoire, et l'État, qui ne peut valider ces recettes en l'absence d'un compte séquestre fonctionnel et de certifications techniques officielles

Pour les écarts résiduels non rapprochés, les déclarations retenues pour l'analyse des revenus du secteur dans le cadre du présent rapport, sont celles reportées par l'Etat.

4.1.3.3 Rapprochement de la production

(i) Secteur des hydrocarbures

Le rapprochement a été réalisé à deux niveaux : dans un premier temps, entre les déclarations de la DRN et celles de la DGAP, puis dans un second temps, entre la DGAP et les déclarations des sociétés pétrolières. La déclaration de la DGH a été retenue comme référence car le détail fourni par la DRN n'a pas été désagrégé par champs, ce qui ne permet pas d'effectuer une conciliation suffisamment précise ni d'identifier des écarts détaillés par champs.

- Rapprochement DGAP – DRN :

Le rapprochement de déclaration de la DRN et celle de la DGAP, se détaille par société comme suit :

	Volume en BBL		
Opérateurs	DRN	DGAP	Ecart
TotalEnergies EP Congo	39 519 840	39 519 652	188
ENI Congo	13 269 133	13 269 133	0
Perenco	19 810 440	19 810 440	0
Congorep	8 941 099	8 941 100	(1)
SNPC/AMMAT	2 212 967	2 212 965	2
Wing Wah	11 499 789	11 499 789	0
AOGC	60 271	60 271	0
SONAREP	7 235	7 235	0
Chevron	323 467	332 077	(8 610)
Total	95 644 241	95 652 662	(8 421)

- Rapprochement DGAP – sociétés pétrolières :

Le rapprochement de déclaration de la DGAP avec les déclarations de production des sociétés pétrolières retenues dans le périmètre et qui ont soumis leurs formulaires de déclaration ITIE 2023, se détaille comme suit :

Tableau 91 : Rapprochement de la production (secteur des hydrocarbures)

Hydrocarbures :

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Société		DGAP		Écart en bbl	
				Production en volume (bbl)		Production en volume (bbl)			
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
TotalEnergies EP Congo	PNGF Nord	Yanga	Djéno Mélange	327 982	-	328 064	-	(82)	-
		Sendji	Djéno Mélange	2 028 929	-	2 029 369	-	(440)	-
	Ex - HAUTE-MER	Nkossa & Nkossa Sud	Nkossa Blend	1 500 035	-	1 500 477	-	(442)	-
		Nsoko	Nkossa Blend	421 270	-	421 354	-	(84)	-
		Nkossa & Nkossa Sud	Butane	-	100 018	-	100 017	-	1
		Nkossa & Nkossa Sud	Propane	-	154 526	-	154 527	-	(1)
		Butane Nsoko	Butane	-	16 133	-	16 132	-	1
		Propane Nsoko	Propane	-	25 735	-	25 735	-	-
		Moho - Bilondo	Djéno Mélange	7 566 128	-	7 564 635	-	1 493	-
		Moho - Bilondo Phase 1Bis	Djéno Mélange	3 758 630	-	3 758 210	-	420	-
		Moho - Nord	Djéno Mélange	23 588 871	-	23 621 132	-	(32 261)	-
Total TotalEnergies EP Congo				39 191 844	296 412	39 223 241	296 411	(31 397)	1
ENI Congo	Ex - MADINGO	Ikalou/Ikalou Sud	Djéno Mélange	530 323	-	530 323	-	-	-
	Ex - MARINE VII	Kitina II	Nkossa Blend	180 513	-	180 512	-	1	-
	Ex - MARINE VI	Djambala II	Nkossa Blend	23 857	-	23 857	-	-	-
		Mwafi II	Djéno Mélange	409 536	-	409 536	-	-	-
		Foukanda II	Nkossa Blend	533 899	-	533 898	-	1	-
	Ex - MARINE X	Awa - Paloukou	Nkossa Blend	729 642	-	729 642	-	-	-
	Ex - KOUILOU	Kouakouala	Nkossa Blend	91 335	-	91 336	-	(1)	-
		M'Boundi huile	Nkossa Blend	3 517 247	-	3 517 247	-	-	-
		M'Boundi condensats	Nkossa Blend	367 651	-	367 651	-	-	-
	EX - MARINE XII	Litchendjili	Nkossa Blend	717 641	-	717 641	-	-	-
		NéNé Banga (Djéno mélange)	Djéno Mélange	925 920	-	925 920	-	-	-

Hydrocarbures :

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Société		DGAP		Écart en bbl	
				Production en volume (bbl)		Production en volume (bbl)			
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
		NéNé Banga (Blend)	Nkossa Blend	5 241 570	-	5 241 570	-	-	-
Total ENI CONGO				13 269 134	-	13 269 133	-	1	-
CONGOREP	PNGF Sud 1	EMERAUDE II	Djéno Mélange	3 576 745	-	3 576 745	-	-	-
		LIKOUALA	Djéno Mélange	5 364 355	-	5 364 355	-	-	-
Total CONGO REP				8 941 100	-	8 941 100	-	-	-
PERENCO	PNGF Sud II	Tchibouela II	Djéno Mélange	4 750 447	-	4 750 447	-	-	-
		Tchendo II	Djéno Mélange	1 022 844	-	1 022 844	-	-	-
	PEX 1	Tchibéli-Litanzi II	Djéno Mélange	5 375 897	-	5 375 897	-	-	-
	PEX 2	Kombi-Likalala-Libondo II	Djéno Mélange	3 295 443	-	3 295 443	-	-	-
	MARINE I	Boatou	Djéno Mélange	1 227 277	-	1 227 277	-	-	-
		Yombo-Masseko	Yombo	3 026 802	-	3 026 792	-	10	-
		Likalala	Yombo	1 111 728	-	1 111 740	-	(12)	-
Total PERENCO				19 810 438	-	19 810 440	-	(2)	-
SNPC	MKB	Kundji	Djéno Mélange	220 109	-	366 848	-	(146 739)	-
	Ex - MADINGO	Loango II	Djéno Mélange	580 721	-	872 786	-	146 000	-
		Zatchi II	Djéno Mélange	438 065	-		-		-
Total SNPC				1 238 895	-	1 239 634	-	(739)	-
LUKOIL	MARINE XII	NéNé Banga	Nkosa	301 956	-	Nc	-	301 956	-
Total Lukoil				301 956	-	Nc	-	301 956	-
Chevron		Lianzi	Nemba Blend	664 232	-	332 117	-	332 116	-
Total Chevron				664 232	-	332 117	-	332 116	-
SONAREP	Marine III	Tilapia	Nkossa Blend	Nc	-	7 236	-	(7 236)	-
Total SONAREP				Nc	-	7 236	-	(7 263)	-
AOGC	LOEME	Pointe Indienne	Djéno Mélange	30 135	-	60 272	-	(30 137)	-
Total AOGC				30 135	-	60 272	-	(30 137)	-
Wing Wah (*)	Banga Kayo	Banga Kayo	Djéno Mélange	Nc	-	11 499 789	-	(11 499 789)	-

Hydrocarbures :

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Société		DGAP		Écart en bbl	
				Production en volume (bbl)		Production en volume (bbl)			
				Pétrole	GPL	Pétrole	GPL	Pétrole	GPL
Total WING Wah				Nc	-	11 499 789	-	(11 499 789)	-
AMMAT GR	Ex - MADINGO	Loango II	Djéno Mélange	543 758	-	543 758	-	-	-
		Zatchi II	Djéno Mélange	429 573	-	429 573	-	-	-
Total AMMAT GR				973 331	-	973 331	-	-	-
Total				84 421 066	296 412	95 356 292	296 411	(11 237 182)	1
					Dont : écart pour défaut de déclaration Wing Wah			*(11 499 789)*	
					Ecart effectif de conciliation			*262 608*	

Gaz :

Opérateurs	Zone	Champs	Qualité	Société	DGH	Écart en Ksm3
				Production en volume (Ksm3)	Production en volume (Ksm3)	
ENI Congo	Marine XII	LITCHENDJILI - GAZ	Gaz naturel	561 761	577 655	-
		MBOUNDI	Gaz naturel	41 540	41 540	-
		NENE - GAZ	Gaz naturel	318 159	314 612	-
Total ENI Congo				933 807	933 807	-

(ii) Secteur minier

La seule production minière déclarée par la DGM, se rapporte à la société SOREMI. Le rapprochement se détaille comme suit :

Tableau 92 : Rapprochement de la production (secteur minier)

Production / substance	SOREMI		DGM		Différence
	Unité	Quantité	Unité	Quantité	
Cathode de cuivre	Tonne	9 038	Tonne	9 394	(356)
Lingot de zinc	Tonne	13 324	Tonne	13 246	78
Total		22 362		22 640	(279)

(iii) Secteur forestier

Le rapprochement des statistiques de production 2023 de la DGEF avec les déclarations de production des sociétés forestières retenues dans le périmètre 2023 et qui ont soumis leurs formulaires de déclaration ITIE 2023, se détaille comme suit :

Tableau 93 : Rapprochement de la production (secteur forestier)

		Société		DGEF		Ecart	
Société	Substance	Volume en m3	Valeur en FCFA	Volume en m3	Valeur en FCFA	Volume en m3	Valeur en FCFA
IFO	Grumes	183 023	8 100 034 612	192 421	589 043 242	(9 398)	7 510 991 370
	Sciages	78 550	19 283 467 432	-	-	78 550	19 283 467 432
	lamelles colles	5 786	4 180 015 938	-	-	5 786	4 180 015 938
	Total IFO	267 359	31 563 517 982	192 421	589 043 242	74 938	30 974 474 740
SEFYD	Grumes	167 647	-	175 307	671 532 108	(7 660)	(671 532 108)
	Sciages humides	37 900	-	-	-	37 900	-
	Total SEFYD	205 547	-	175 307	671 532 108	30 240	(671 532 108)
TAMAN	Grumes	66 790	-	139 467	1 057 488 086	(72 677)	(1 057 488 086)
	Placages déroulés	8 442	-	-	-	8 442	-
	Contreplaqués	8 481	-	-	-	8 481	-
	Sciages	192 672	-	-	-	192 672	-
	Fut			29 572	4 168 549 507	(29 572)	(4 168 549 507)
	Total TAMAN	276 385	-	169 039	5 226 037 593	107 346	(5 226 037 593)
Total		749 291	31 563 517 982	536 767	6 486 612 943	212 524	25 076 905 039

Les statistiques de production communiquées par la DGEF font apparaître plusieurs écarts marquants lorsqu'on les compare avec les données déclarées par les sociétés, que ce soit en volume ou en valeur :

- Concernant les sciages, placages, contreplaqués et lamelles collées : les statistiques de la DGEF ne recensent aucune production pour ces substances, alors qu'elles figurent dans les déclarations des sociétés.

- Pour la production de fûts : aucune des sociétés du périmètre n'a déclaré de production de fûts. Or, selon les formulaires de la DGEF pour l'année 2023, la substance attribuée à toutes les statistiques de production de toutes les sociétés a été « fûts » uniquement.
- Pour les grumes : La DGEF a transmis des statistiques de production ne précisant pas le type exact de substances lors de la première phase de cadrage. Après une analyse approfondie axée sur la valorisation, il ressort que les chiffres transmis par la DGEF semblent ne concerner que les grumes, restreignant ainsi la possibilité de comparer et de consolider ces données avec celles, plus détaillées, déclarées par les sociétés.

L'absence de désagrégation, de précision et de discordance dans les statistiques de la DGEF limite fortement la fiabilité du rapprochement entre les différentes sources et ne permet pas d'obtenir une vue exhaustive et cohérente de la production sectorielle.

4.1.3.4 Rapprochement des exportations

(i) Secteur des hydrocarbures

Le rapprochement des statistiques des exportations transmises par la DGAP (en annexe 26) avec celles déclarées par les entreprises pétrolières se résume comme suit : :

Tableau 94 : Rapprochement des exportations (secteur des hydrocarbures)

	Société	DGAP	Ecart
Qualité	Volume en bbl	Volume en bbl	Volume en bbl
Djéno Mélange (*)	67 257 993	74 707 993	(7 450 000)
Nkossa Blend	11 401 300	11 374 934	26 366
Yombo	4 065 553	4 065 553	-
Nemba	315 676	-	315 676
Propane	255 172	255 172	-
Butane	116 245	155 515	(39 270)
Total	83 411 939	90 559 167	(7 147 228)

Ecart sur le Djéno mélange : L'écart le plus important concerne le Djéno Mélange, avec une différence de 7 450 000 barils en défaveur des sociétés par rapport à la DGAP. Il est important de souligner que le détail des exportations reporté par la DGAP (annexe 26) met en évidence des cargaisons partagées entre plusieurs opérateurs pétroliers ce qui empêche d'identifier précisément l'origine des écarts et de retracer les éventuelles divergences au niveau de chaque société. Par conséquent, il n'a pas été possible de cibler ni d'expliquer de manière exhaustive et fiable cet écart.

Ecart sur le Nkossa Blend : Le détail de rapprochement par société, se présente comme suit :

Entreprise	Déclaration Entreprise en bbl	Déclaration DGAP en bbl	Différence
ENI Congo	7 574 788	7 574 788	(0)
SNPC	976 367	950 001	26 366
TotalEnergies	949 932	949 932	(0)
Lukoil	1 900 212	1 900 212	-
Total	11 401 300	11 374 934	26 366

Ecart sur le Nemba : La situation fournie par la DGAP (annexe 26) ne mentionne aucune exportation réalisée au titre de la qualité « NEMBA ». ces exportations ont été déclaré par les sociétés suivantes :

Société	Volume en bbl
TotalEnergies	165 967
Chevron	149 709
Total	315 676

Ecart sur le Butane : Le détail de rapprochement par société, se présente comme suit :

Entreprise	Déclaration Entreprise en bbl	Déclaration DGAP en bbl	Différence
SNPC	76 024	76 024	-
Eni Congo	40 221	-	40 221
Chevron	-	39 271	(39 271)
TotalEnergies	-	40 221	(40 221)
Total	116 245	155 515	(39 271)

Les rapprochement avec les données de la Douane, ne peuvent pas être effectués pour les raisons détaillés dans **la section 3.3.1**.

(ii) Secteur minier

La seule exportation minière déclarée en 2023 par la DGM, se rapporte seulement à la société SOREMI. Le rapprochement se détaille comme suit :

Tableau 95 : Rapprochement des exportations (secteur minier)

Exportation / substance	SOREMI		DGM		Différence
	Unité	Quantité	Unité	Quantité	
Cathode de cuivre	Tonne	9 394	Tonne	9 394	-
Lingot de zinc	Tonne	13 422	Tonne	13 246	176
Résidu de zinc	Tonne	1 702	Tonne	-	1 702
Total		24 519		22 640	1 878

Les rapprochement avec les données de la Douane, ne peuvent pas être effectués pour les raisons détaillés dans la section 3.3.2.

(iii) Secteur forestier

Le rapprochement des exportations du secteur forestier a été réalisé avec la déclaration du Service de Contrôle des Produits Forestiers à l'exportation (en sigle SCPFE) :

Tableau 96 : Rapprochement des exportations (Entreprises – SCPEF) (secteur forestier)

Société	Substance	Société		SCPEF		Différence
		Unité	Quantité	Unité	Quantité	
TAMAN	Grumes	m3	77 382	m3	91 707	(14 324)
	Sciages Séchés	m3	4 357	m3	5 479	(1 122)
	Placages déroulés	m3	8 745	m3	8 149	595
	Sciages Humides	m3	0	m3	1 682	(1 682)
Ampthill Industrie	Grumes	m3	33 893	m3	-	33 893

Société	Substance	Société		SCPEF		Différence
		Unité	Quantité	Unité	Quantité	
	Sciages Séchés	m3	1 275	m3	-	1 275
SEFYD	Grumes	m3	62 390	m3	62 607	(217)
	Sciages Humides	m3	22 503	m3	22 549	(46)
IFO	Sciages Humides	m3	31 542	m3	34 739	(3 196)
	Grumes	m3	26 805	m3	8 683	18 122
	Sciages Séchés	m3	12 106	m3	14 733	(2 627)
	Panneaux et lamellés collés	m3	5 481	m3	4 811	670
	Parquets et moulures	m3	-	m3	686	(686)
Total			286 480		255 824	30 656

Les rapprochements des statistiques douanières (détaillées dans la section 3.3.3), avec les données des sociétés forestières du périmètre ayant transmis leurs déclarations dans le cadre du présent rapport, se résument comme suit :

Tableau 97 : Rapprochement des exportations (Entreprises – Douane) (secteur forestier)

Société	Substance	Société		Douane		Différence
		Unité	Quantité	Unité	Quantité	
TAMAN	Grumes	m3	77 382	m3	86 163	(8 781)
	Sciages Séchés	m3	4 357	m3	5 638	(1 281)
	Placages déroulés	m3	8 745	m3	8 843	(98)
	Sciages Humides	m3	0	m3	2 425	(2 425)
Ampthill Industrie	Grumes	m3	33 893	m3	2 999	30 894
	Sciages Humides	m3	-	m3	839	(839)
	Sciages Séchés	m3	1 275	m3	521	754
SEFYD	Grumes	m3	62 390	m3	112 394	(50 004)
	Sciages Humides	m3	22 503	m3	40 670	(18 167)
	Sciages Séchés	m3	-	m3	1 410	(1 410)
IFO	Sciages Humides	m3	31 542	m3	34 624	(3 082)
	Grumes	m3	26 805	m3	14 016	12 789
	Sciages Séchés	m3	12 106	m3	15 085	(2 979)
	Panneaux et lamellés collés	m3	5 481	m3	-	5 481
Total			286 479		325 627	(39 148)

Les rapprochements des statistiques douanières, avec les données du SCPFE, se résument comme suit :

Tableau 98 : Rapprochement des exportations (SCPFE – Douane) (secteur forestier)

Société	Substance	SCPEF		Douane		Différence
		Unité	Quantité	Unité	Quantité	
TAMAN	Grumes	m3	91 707	m3	86 163	5 544
	Sciages Séchés	m3	5 479	m3	5 638	(159)
	Placages déroulés	m3	8 149	m3	8 843	(694)
	Sciages Humides	m3	1 682	m3	2 425	(743)

Société	Substance	SCPEF		Douane		Différence
		Unité	Quantité	Unité	Quantité	
Ampthill Industrie	Grumes	m3	-	m3	2 999	(2 999)
	Sciages Humides	m3	-	m3	839	(839)
	Sciages Séchés	m3	-	m3	521	(521)
SEFYD	Grumes	m3	62 607	m3	112 394	(49 787)
	Sciages Humides	m3	22 549	m3	40 670	(18 121)
	Sciages Séchés	m3	-	m3	1 410	(1 410)
IFO	Sciages Humides	m3	34 739	m3	34 624	115
	Grumes	m3	8 683	m3	14 016	(5 333)
	Sciages Séchés	m3	14 733	m3	15 085	(352)
	Panneaux et lamellés collés	m3	4 811	m3	-	4 811
Total			255 139		325 627	(70 488)

4.1.3.5 Rapprochement avec les statistiques de la BEAC

La revue des statistiques de production et exportations au niveau du rapport annuel de la BEAC pour l'année 2023, fait apparaitre l'existence des écarts avec la déclaration des entités publiques dans le cadre du présent rapport. Le sommaire des écarts constatés, se détaille comme suit :

Tableau 99 : Rapprochement avec les statistiques de la BEAC

Statistiques de la BEAC 2023 (Pages 153 et 157)			Données ITIE 2023					
Substance	Nature	Volume	Substance	Volume	Conversion (*)	Quantité convertie	Écart	*Source « ITIE »*
Pétrole brut (en millions de tonnes)	Production	13,20	Pétrole brut (en bbl)	95 652 704	*0,000000136*	13,01	0,19	*DGAP*
	Exportations	12,90		90 559 167	*0,000000136*	12,32	0,58	*DGAP*
Gaz naturel (en millions de tonnes)	Production	29,40	Gaz naturel (en Ksm3)	892 267	*0,000000716*	0,64	28,76	*DGAP*
	Exportations	29,40		-	*0,000000716*	-	29,40	*DGAP*
Grumes (en milliers de m3)	Production	855,90	Grumes (en m3)	417 460	*1 000*	417,46	438,44	*Données des sociétés en raison de non-fiabilité des données de la DGEF (voir constatation, tableau : Rapprochement de la production (secteur forestier)*
	Exportations	325,70		325 630	*1 000*	325,63	0,07	*SCPFE*
Sciages (en milliers de m3)	Production	693,70	Sciages, lamelles colles, Contreplaqués (en m3)	331 832	*1 000*	331,83	361,87	*Données des sociétés en raison de non-fiabilité des données de la DGEF (voir constatation, tableau : Rapprochement de la production (secteur forestier)*
	Exportations	315,50	Sciages, lamelles colles, Contreplaqués (en m3)	315 524	*1 000*	315,52	(0,02)	*SCPFE*

(*) Source : https://www.sodir.no/en/about-us/use-of-content/conversion-table/ Pour convertir un nombre de barils en millions de tonnes, il vous suffit de multiplier le nombre de barils par 0,136 puis de diviser le résultat par un million. Ainsi, la formule : nombre de barils × 0,136 ÷ 1 000 000 = nombre de millions de tonnes / Pour la conversion du gaz en tonnes à partir de mètres cubes (m³), 1 m³ de gaz équivaut à environ 0,000716 tonne selon le type standard et les conditions normales

4.2. Revenus des ventes des parts de production de l'État et/ou autres revenus perçus en nature

4.2.1. Secteur des hydrocarbures

4.2.1.1. Revenus en nature

En 2023, **trois catégories d'acteurs** ont perçu des revenus en nature dans le cadre des contrats de partage de production (CPP) :

- **l'État congolais**, en tant que propriétaire des ressources et bénéficiaire des prélèvements fiscaux et parafiscaux en nature ;
- la SNPC, société nationale, agissant à la fois comme mandataire de l'État et comme membre du Groupe contracteur lorsqu'elle détient une participation propre dans les permis ;
- la SONAREP, société publique détentrice de participations contractuelles dans certains permis, et recevant à ce titre une part de Profit Oil – Part SONAREP.

Ces revenus découlent des mécanismes fiscaux, contractuels et participatifs prévus par le Code des Hydrocarbures ainsi que par les CPP applicables.

TABLEAU 100 : FLUX PERÇUS EN NATURE – HYDROCARBURES

Désignation	Modalités	Bénéficiaire	Sommaire (*)
Redevance minière proportionnelle (RMP)	*En nature/en numéraire*[37]	Etat	Prélevée en pourcentage de la production brute. Bien que la loi permette un paiement en numéraire, la redevance est en pratique toujours perçue en nature. Si le taux légal est de 15 %[38], certains anciens CPP (Marine VI-VII, Madingo, PNGF) appliquaient initialement une taxe de 12 %, porté ensuite à 15 %[39]. La RMP est non récupérable.
Super Profit Oil	*En nature*	Etat	Mécanisme déclenché lorsque le prix de vente du pétrole excède un « prix haut » défini par contrat et indexé sur l'inflation[40]. La part générée par le superprofit oil est répartie entre l'État et le Contracteur selon un taux fixe ou une échelle de taux variables liée à la production cumulée.
Excess Oil	*En nature*	Etat	Lorsque les coûts récupérables d'une année sont inférieurs au plafond annuel de cost stop[41], le surplus est qualifié d'Excess cost oil. Celui-ci est partagé entre l'État et le Contracteur conformément aux pourcentages prévus par chaque CPP. Les CPP récents appliquent une échelle progressive où la part de l'État augmente selon les niveaux de production cumulée

[37] *Art.155 du code des hydrocarbures La redevance minière proportionnelle et le profit oil revenant à l'Etat sont payés en nature. Cependant, l'Etat peut décider de se les faire payer en numéraire.*
[38] *Code des hydrocarbures de 1994, article 47. Article original : « Le taux de la redevance minière proportionnelle est fixé à 15 % pour les hydrocarbures liquides. »*
[39] *Le Code des hydrocarbures de 2016 permet de négocier un taux réduit de 12 % au-delà d'une profondeur d'eau de 500 mètres (Article 158).*
[40] *« Actualisation » désigne l'application de l'indice d'inflation du produit intérieur brut des États- Unis d'Amérique, tel que publié par l'OCDE dans sa Revue Mensuelle, à la page « National Accounts », sous les références : « National In- come and Product — États-Unis — Implicit Price Level ».*
[41] *Récupération des coûts et cost stop : Comme il est d'usage, les CPP permettent au Contracteur de récupérer ses coûts par l'attribution d'un montant initial de production connu sous le nom de « récupération des coûts ». Les coûts pétroliers incluant les dépenses d'exploitation, de remise en état des sites, de développement et d'exploration sont passées en charges l'année où elles ont été engagées.*

Désignation	Modalités	Bénéficiaire	Sommaire (*)
Profit Oil – Part État	*En nature/en numéraire*	Etat	Part de production revenant à l'État après récupération des coûts par le Contracteur (cost oil).
Yanga et Sendji	*En nature*	Etat	Dans le cadre du passage au régime de partage de production (CPP du 23/11/1995 – PNGF), l'État dispose librement de 15 % de la production au titre de l'accord du 21 août 1990, en plus de la redevance et du Profit Oil dus par les membres du Groupe contracteur.
Profit Oil – cost oil Part SNPC	*En nature*	SNPC	C'est la production perçue par la SNPC après que le Contracteur récupère ses coûts (cost oil).
Profit Oil – cost oil Part SONAREP	*En nature*	SONAREP	C'est la production perçue par la SONAREP après que le Contracteur récupère ses coûts (cost oil).

(*) pour plus de détails, se référer à la sous-section 2.1.1.4.

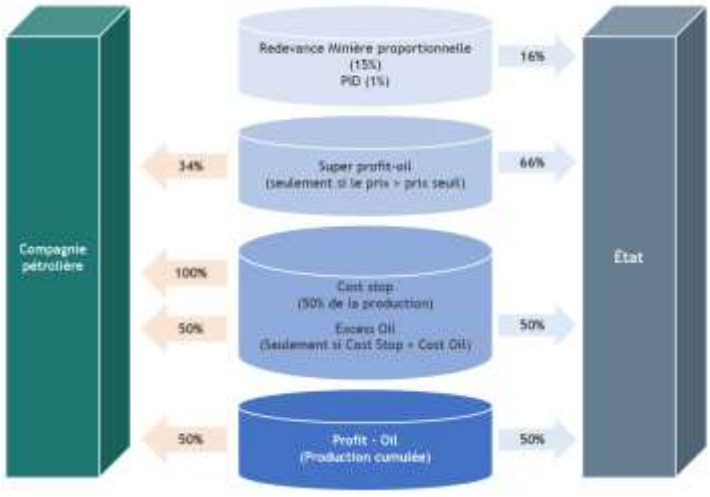
- **Particularité des parts revenant à l'État**

Pour les CPP signés après 2005, l'allocation de la production obéit à un processus standardisé en six étapes :

1. Paiement de la redevance minière proportionnelle, généralement fixée à 15 % de la valeur de la production.
2. Versement de la PID, équivalente à 1 % de la valeur de la production.
3. Attribution du Super Profit Oil, le cas échéant, lorsque le prix de vente dépasse le prix seuil défini par contrat.
4. Allocation du Cost Oil, dans la limite du cost stop annuel autorisé.
5. **Attribution de l'Excess Cost Oil**, lorsque les coûts récupérables sont inférieurs à l'allocation cost stop.
6. Répartition du Profit Oil entre l'État et le Contracteur selon les modalités prévues par le CPP.

Ce schéma d'allocation est illustré par les stipulations du CPP Kombi-Likalala-Libondo II, signé en 2020.

Figure 9 : Allocation de la production (Kombi-Likalala-Libondo II, 2020)



➢ Particularités des parts propres SNPC et SONAREP

Lorsque la SNPC et/ou la SONAREP détient une participation contractuelle dans un permis, elle bénéficie de la part de Cost Oil et de Profit Oil correspondant à sa quote-part dans le Groupe contracteur.

Cette production comprend :

- le Cost Oil – Part SNPC / Part SONAREP, destiné à rembourser leurs coûts pétroliers (lorsqu'elles sont financées par leurs propres flux) ;
- le Profit Oil – Part SNPC / Part SONAREP, représentant leur part contractuelle dans la production nette après récupération des coûts.

Lorsque la SNPC ou la SONAREP est portée, leur part de Cost Oil est en tout ou partie cédée aux partenaires pour rembourser les coûts avancés. Dans ce cas, les volumes déclarés dans le cadre de l'ITIE correspondent aux parts effectivement disponibles, c'est-à-dire nettes du Cost Oil cédé.

4.2.1.1.1. Revenus en nature - **Part de l'Etat**

Selon les données de la DRN, les parts de production en volume, revenant à l'Etat au titre 2023, se détaillent comme suit :

TABLEAU 101 : REVENUS EN NATURE (PART DE L'**E**TAT) DANS LE PETROLE 2023 (EN VOLUME)

Huile :			Part de l'Etat (en bbl) par instrument						
Opérateur	Qualité	Production globale 2023 en bbl	Redevance minière proportionnelle (RMP)	Super Profit Oil	Excess Oil	Profit Oil	Yanga et Sendji	Total part de l'Etat en bbl	En % de la production globale
TotalEnergies EP Congo	Djéno / Nkossa / GPL	39 519 840	5 814 845	713 691	59 593	2 217 963	353 535	9 159 628	23%
ENI Congo	Djéno / Nkossa / Condensat	13 269 133	1 935 222	618 422	-	1 264 479	-	3 818 123	29%
Perenco	Djeno / Yombo	19 810 440	2 971 566	684 831	987 356	2 739 712	-	7 383 465	37%
Congorep	Djeno	8 941 099	1 180 234	1 729 794	90 277	1 055 797	-	4 056 102	45%
SNPC/AMMAT (*)	Djeno	2 212 967	331 945	411 617	-	187 642	-	931 204	42%
Wing Wah	Djeno	11 499 789	1 724 968	1 237 677	-	815 060	-	3 777 705	33%
AOGC	Djeno	60 271	9 041		-	2 260	-	11 301	19%
SONAREP	Nkossa	7 235	-	-	-	-	-	-	0%
Chevron	Djeno	332 077	-	-	-	-	-	-	0%
Total Production Huile		95 652 851	13 967 821	5 396 032	1 137 226	8 282 912	353 535	29 137 527	30%
En %			*15%*	*6%*	*1%*	*9%*	*0%*		

(*) LA DRN A FOURNI UNE DECLARATION COUVRANT LES DEUX ENSEMBLES (SNPC ET L'**AMMAT**)

TABLEAU 102 : REVENUS EN NATURE (PART DE L'ETAT) DANS LE GAZ 2023 (EN VOLUME)

Gaz :			Part de l'Etat (en MSm3) par instrument					
Opérateurs	Qualité	Production globale 2023 en MSm3	Redevance minière proportionnelle (RMP)	Super Profit Oil	Excess Oil	Profit Oil	Total part de l'Etat en MSm3	En % de la production globale
ENI Congo	Gaz Naturel	892 268	19 504	-	-	35 815	55 319	6%

Selon les données de la DRN, les parts de production en valeur, revenant à l'Etat au titre 2023, se détaillent comme suit :

TABLEAU 103 : REVENUS EN NATURE (PART DE L'ETAT) DANS LE PETROLE 2023 (EN VALEUR)

Huile :			Part de l'Etat (en USD) par instrument						
Opérateur	Qualité	Production globale 2023 en USD	Redevance minière proportionnelle (RMP)	Super Profit Oil	Excess Oil	Profit Oil	Yanga et Sendji	Total part de l'Etat en USD	%
TotalEnergies EP Congo	Djéno / Nkossa / GPL	3 201 696 725	471 089 182	57 819 658	4 827 959	179 688 096	28 641 6<46	742 066 541	23%
ENI Congo	Djéno / Nkossa / Condensat	1 074 997 722	156 781 879	50 101 381	-	102 441 662	-	309 324 922	29%
Perenco	Djeno / Yombo	1 573 350 286	236 002 543	54 389 462	78 416 059	217 588 615	-	586 396 679	37%
Congorep	Djeno	710 104 422	93 734 510	137 380 653	7 169 819	83 851 678	-	322 136 660	45%
SNPC/AMMAT	Djeno	175 754 405	26 363 161	32 690 723	-	14 902 545	-	73 956 428	42%
Wing Wah	Djeno	913 316 187	136 997 428	98 296 647	-	64 732 265	-	300 026 340	33%
AOGC	Djeno	4 786 734	718 010	-	-	179 503	-	897 513	19%
SONAREP	Nkossa	586 131	-	-	-	-	-	-	0%
Chevron	Djeno	26 373 641	-	-	-	-	-	-	0%
Total Production Huile		7 680 966 254	1 121 686 713	430 678 525	90 413 836	663 384 363	28 641 646	2 334 805 083	30%

TABLEAU 104 : REVENUS EN NATURE (PART DE L'ETAT) DANS LE GAZ 2023 (EN VALEUR)

Gaz :			Part de l'Etat (en Usd) par instrument					
Opérateur	Qualité	Production globale 2023 en Usd	Redevance minière proportionnelle (RMP)	Super Profit Oil	Excess Oil	Profit Oil	Total part de l'Etat en Usd	En % de la production globale
ENI Congo	Gaz	120 558 755	2 635 283	-	-	4 839 144	7 474 427	6%

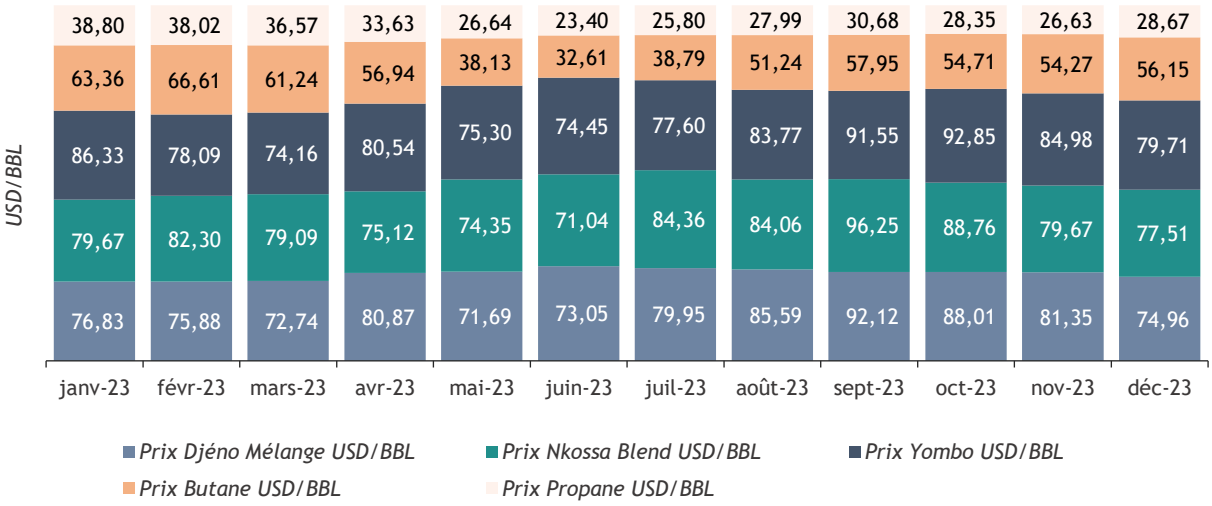
- Analyse des prix fiscaux du brut : La fiscalité pétrolière congolaise repose sur des prix fiscaux mensuels, fixés administrativement sur la base des différentiels de marché. En 2023, ces prix ont suivi la volatilité du marché international, influençant directement la RMP et le Profit Oil.

Principaux constats économiques

- Le Djéno, premium local, a oscillé entre un minimum de 71,69 USD/baril en mai et un maximum de 92,12 USD/baril en septembre, affichant une moyenne annuelle de 79,75 USD/baril.
- Le brut Nkossa a suivi une trajectoire similaire, passant de 71,04 USD/baril en juin à 96,25 USD/baril en septembre, avec une moyenne de 81,06 USD/baril.
- Le Yombo, s'est maintenu dans une fourchette légèrement supérieure, de 74,16 USD/baril en juin à 92,85 USD/baril en novembre, pour une moyenne de 81,61 USD/baril.

Cette volatilité a eu un impact direct sur les revenus fiscaux pétroliers, le taux de recouvrement global ayant été influencé par ces fluctuations de prix. Une légère correction à la baisse s'est esquissée en fin d'année, suggérant une stabilisation progressive autour d'une moyenne oscillant entre 75 et 80 USD/baril au dernier trimestre.

Figure 10 Évolution des prix fiscaux du Brut Congolais 2023



Source : Direction Générale des hydrocarbures / DRN

4.2.1.1.2. Revenus de ventes - Part **de l'Etat**

Les revenus issus de la commercialisation des parts de l'État en 2023 proviennent de la vente des volumes perçus au titre de la RMP, du Super Profit Oil, de l'Excess Oil, du Profit Oil, ainsi que de l'allocation spécifique Yanga–Sendji. Les tableaux ci-après présentent, d'une part, les volumes commercialisables après déductions contractuelles, et d'autre part, les contreparties effectivement recouvrées par l'État.

Les tableaux suivants récapitulent :

- les revenus en nature commercialisables,
- les prélèvements effectués,
- les volumes finalement commercialisés,
- et les contreparties recouvrées en 2023.

TABLEAU 105 : REVENUS DE COMMERCIALISATION DES PARTS DE L'ETAT 2023

Revenus en nature commercialisable :

	bbls	KSm3	USD	FCFA	Source
Période du 1/1/2023 au 31/12/2023					
Redevance minière proportionnelle (RMP) - Part de l'Etat (Pétrole)	13 967 821		1 121 686 713	679 678 660 657	DRN/DGH
Super Profit Oil - Part de l'Etat (Pétrole)	5 396 032		430 678 525	260 966 809 813	DRN/DGH
Excess Oil - Part de l'Etat (Pétrole)	1 137 226		90 413 836	54 785 667 090	DRN/DGH
Profit Oil - Part de l'Etat (Pétrole)	8 282 912		663 384 363	401 973 376 647	DRN/DGH
Participation 15% Yanga et Sendji - Part de l'Etat (Pétrole)	353 535		28 641 646	17 355 216 410	DRN/DGH
Total Part de l'Etat (Pétrole) avant prélèvement en nature I	29 137 527		2 334 805 083	1 414 759 730 618	
Prélèvements sur les parts de l'Etat (Pétrole) II	(1 812 013)	-	(148 918 891)	(90 236 418 955)	
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - Qp ENI Congo	(106 123)		(8 400 966)	(5 090 509 901)	DRN : la contrevaleur en FCFA a été estimé par nos soins sur la base du cours de change annuel moyen 2023 : 1USD=605,94 FCFA
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - Qp Total Énergies	(167 500)		(12 518 478)	(7 585 489 122)	
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp ENI Congo			(370 436)	(224 463 249)	

	bbls	KSm3	USD	FCFA	Source
Période du 1/1/2023 au 31/12/2023					
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp Total Énergies			(500 236)	(303 114 521)	
Prélèvement au titre du remboursement du coût d'exploitation de la CEC financés par ENI Congo	(1 538 390)		(124 164 224)	(75 236 492 049)	
Prélèvement Taxes maritime par Total Énergies			(2 964 551)	(1 796 350 112)	
Total Part de l'Etat (Pétrole) après prélèvement en nature III = I – II	27 325 514	-	2 185 886 193	1 324 523 311 663	
Redevance minière proportionnelle (RMP) - Part de l'Etat (Gaz)		19 504	2 635 283	1 596 832 308	DRN
Profit Oil - Part de l'Etat (Gaz)		35 815	4 839 144	2 932 247 185	DRN
Total part de l'Etat (Gaz) IV		55 319	7 474 427	4 529 079 493	
Total revenus en nature - Part de l'Etat 2023 commercialisables V = III + IV	27 325 514	55 319	2 193 360 619	1 329 052 391 156	

Revenus en nature commercialisés/recouvrés :

		bbls	KSm3	USD	FCFA	*Source*
	Période du 1/1/2023 au 31/12/2023					
	Total revenus en nature - Part de l'Etat 2023 commercialisables (Pétrole)	27 325 514		2 185 886 193	1 324 523 311 663	
Commercialisation du pétrole	Commercialisation SNPC Mandat	Pétrole commercialisé par la SNPC mandat à l'Export (a)	22 879 625		1 786 253 415	1 082 368 467 268	*SNPC - mandat - Commercialisation Parts État 2023 (détail fourni en annexe 39 du présent rapport)*
		Pétrole commercialisé par la SNPC mandat sur le marché local (CORAF) (b)	5 463 001		375 774 834	227 270 196 606	
		Total commercialisation SNPC mandat 2023 (c)=(a)+(b)	28 342 626		2 162 028 248	1 309 638 663 873	
		Contrepartie versée dans un compte séquestre en contrepartie de projets d'infrastructures de la Chine (d)	*(5 423 705)*		*(435 916 124)*	*(264 140 498 239)*	
		Contrepartie destinée au remboursement des préfinancements accordés par les Traders (e)	*(6 430 991)*		*(513 761 353)*	*(311 310 300 724)*	
		Pétrole commercialisé en 2023, contrepartie à recouvrer par la SNPC pour le compte de l'Etat (f) = (c)-(d)-(e)	16 487 930		1 212 350 772	734 187 864 911	

			bbls	KSm3	USD	FCFA	Source
		Période du 1/1/2023 au 31/12/2023					
		Pétrole commercialisé par la SNPC mandat à l'Export, contrepartie reversée par la SNPC mandat à la DGT en 2023 (g)	*N/c*		*497 228 990*	*301 292 624 996*	*SNPC - mandat - reversement DGT (valeur reporté en FCFA, converti en USD pour besoins de présentation)*
		Pétrole commercialisé par la SNPC mandat sur le marché local (CORAF), Contrepartie reversée par la SNPC mandat à la DGT en 2023 (POMPAGE CORAF) (h)	*N/c*		*554 926 355*	*336 253 962 162*	
		Pétrole commercialisé par la SNPC mandat sur le marché local (CORAF), Contrepartie reversée par la CORAF à la DGT en 2023 (i)	*N/c*		*52 053 857*	*31 541 691 212*	*DGT (valeur reporté en FCFA, converti en USD pour besoins de présentation)*
		Total pétrole commercialisé par la SNPC mandat, contrepartie reversée par la SNPC mandat à la DGT en 2023 (j)=(g)+(h)+(i)	*N/c*		*1 104 209 202*	*669 088 278 370*	*DGT / SNPC Mandat (valeur reporté en FCFA, converti en USD pour besoins de présentation)*
	Commercialisation TotalEnergies EP Congo	Pétrole commercialisé en 2023 par TotalEnergies EP Congo en 2023 pour le compte de l'Etat	150 500		11 862 400	7 187 942 988	*TotalEnergies (Commercialisation PO Yanga Sendji)*
		Pétrole commercialisé en 2023 -Contrepartie reversée par TotalEnergies EP Congo directement à la DGT en 2023 (k)	*N/c*		*594 434*	*357 996 610*	*Commercialisation Profit Oil sur le champs Yanga sendji en 2023, le produit brut de commercialisation s'est elévé à 11 862 400 Usd, sur ce produit, TotalEnergies a prélevé les coûts supportés au titre du même champs (11 267 965,59 Usd), le solde a été reversé à l'Etat (594 434) Usd.*
		Revenus en nature (Pétrole) - État commercialisés - Recouvrés en 2023 (l) = (j)+(k)	*N/c*		*1 104 803 637*	*669 446 274 980*	

			bbls	KSm3	USD	FCFA	Source
		Période du 1/1/2023 au 31/12/2023					
Commercialisation du Gaz Naturel	Commercialisation ENI Congo	Total revenus en nature - Part de l'Etat 2023 commercialisables (Gaz)		55 319	7 474 427	4 529 079 493	
		Gaz commercialisé en 2023 par la ENI Congo pour le compte de l'Etat		52 605	7 042 085	4 267 104 950	*ENI Congo*
		Gaz (QP Etat) commercialisé par ENI Congo à la CEC, contrepartie reversée par ENI à la DGT en 2023 (m)		-	-	-	*ENI Congo : la CEC n'a jamais réglé le paiement du gaz qui lui a été livré, notamment sur la quote-part de l'État.*
	Commercialisation MHC	Gaz commercialisé en 2023 par la MHC à AKSA		40 114	3 209 107	1 944 537 207	*MHC : état de suivi des factures et paiements du Gaz par AKSA 2023*
		Gaz (QP Etat) commercialisé par MHC à AKSA en 2023, contrepartie reversée par AKSA à la DGT en 2023 (compte de stabilisation) (n)		*25 115*	*2 009 168*	*1 229 443 790*	
		Revenus en nature (Gaz) - État commercialisés - Recouvrés en 2023 (o)=(m)+(n)		*25 115*	*2 009 168*	*1 229 443 790*	
		Revenus en nature (Pétrole & Gaz) - État commercialisés - Recouvrés en 2023 (p)=(l)+(o)	*N/c*	*25 115*	*1 106 812 805*	*670 675 718 770*	

N/C : information non communiquée ou non estimable.

(*) le détail des ventes du Gaz réalisé par le Ministère des hydrocarbures à AKSA, les recouvrements réalisés en 2023 ainsi que le relevé du compte de stabilisation sont présentés en annexe 28 du présent rapport.

4.2.1.2. Revenus en nature (Parts propres de la SNPC) et revenus de ventes

4.2.1.2.1. Revenus en nature – Parts propres de la SNPC

Selon la déclaration de la SNPC, les volumes de parts de production revenant à la société en 2023 se présentent comme suit.

Important : Les parts en nature déclarées par la SNPC correspondent aux volumes nets des coûts pétroliers (cost oil). En effet, une partie du cost oil théoriquement attribuée à la SNPC est directement cédée aux partenaires pour le remboursement des coûts portés dans le cadre des contrats de partage de production. Les volumes effectivement déclarés par la SNPC représentent donc la part de production réellement disponible, après déduction des volumes affectés au remboursement des coûts pétroliers.

- Revenus en nature – (volumes)

TABLEAU 106 : REVENUS EN NATURE (PART DE LA SNPC) DANS LE PETROLE 2023 (EN VOLUME)

Huile :		Part de la SNPC en bbl	En % de la production globale
Opérateurs	Production globale 2023 en bbl	Profit Oil - Cost Oil en bbl.	
Gongorep	8 941 099	-	0%
Perenco	19 810 440	1 324 185	7%
TotalEnergies EP Congo	39 519 840	958 149	2%
ENI Congo	13 269 133	162 349	1%
Chevron	332 077	390	0%
SNPC/AMMAT	2 212 967	554 590	25%
SONAREP	7 235	-	0%
AOGC	60 271	9 794	16%
Wing Wah	11 499 789	233 951	2%
Total Production Huile	95 652 851	3 243 409	3%

TABLEAU 107 : REVENUS EN NATURE (PART DE LA SNPC) DANS LE GAZ 2023 (EN VOLUME)

Gaz :		Part de la SNPC en en MSm3	En % de la production globale
Opérateurs	Production globale 2023 en MSm3	Profit Oil - Cost Oil en MSm3	
ENI Congo	892 268	17 841	2,00%

- Valorisation des parts en nature

La SNPC n'a pas communiqué la valorisation de ses parts de pétrole et de gaz. Pour les besoins du rapprochement ITIE, la valorisation présentée ci-après est calculée sur la base des prix unitaires utilisés par la DGAP et la DRN pour la valorisation des parts en nature de l'État.

TABLEAU 108 : REVENUS EN NATURE (PART DE LA SNPC) DANS LE PETROLE 2023 (EN VALEUR)

Huile :		Part de la SNPC en Usd	
Opérateurs	Production globale 2023 en Usd	Profit Oil - Cost Oil en Usd	En % de la production globale
Gongorep	710 104 422	-	0%
Perenco	1 573 350 286	105 167 121	7%
TotalEnergies EP Congo	3 201 696 725	77 624 392	2%
ENI Congo	1 074 997 722	13 152 666	1%
Chevron	26 373 641	31 008	0%
SNPC/AMMAT	175 754 405	44 045 694	25%
SONAREP	586 131	-	0%
AOGC	4 786 734	777 844	16%
Wing Wah	913 316 187	18 580 474	2%
Total Production Huile	7 680 966 254	259 379 197	3%

TABLEAU 109 : REVENUS EN NATURE (PART DE LA SNPC) DANS LE GAZ 2023 (EN VALEUR)

Gaz :		Part de la SNPC en Usd	
Opérateurs	Production globale 2023 en Usd	Profit Oil - Cost Oil en Usd	En % de la production globale
ENI Congo	120 558 755	2 410 591	2%

4.2.1.2.2. Revenus de ventes – Parts propres de la SNPC

- Revenus de commercialisation des parts SNPC – Exercice 2023

Conformément à sa déclaration ITIE 2023, les revenus issus de la commercialisation des parts propres de la SNPC se présentent comme suit.

TABLEAU 110 : REVENUS DE COMMERCIALISATION DES PARTS DE LA SNPC 2023

	bbls	MSm3	USD	FCFA
Période du 1/1/2023 au 31/12/2023				
Profit Oil - Cost Oil - Part SNPC (Pétrole)	3 243 409		259 379 197	157 169 112 465
Profit Oil - Cost Oil - Part SNPC (Gaz)		17 841	2 410 591	1 460 681 558
Total revenus en nature - Part de la SNPC 2023	**3 243 409**	**17 841**	**261 789 788**	**158 629 794 023**
Pétrole commercialisé en 2023	3 701 293		291 095 852	176 387 610 497
Gaz commercialisé en 2023		17 845	2 411 175	1 461 035 312
Revenus en nature - SNPC commercialisés - 2023 (*)	3 701 293	17 845	293 507 027	177 848 645 809

(*) Les recouvrements effectivement encaissés en 2023 n'ont pas été communiqués.

Le listing des ventes SNPC- parts propres est détaillé en annexe 27.

➢ Rapprochement entre la déclaration ITIE et les états financiers de la SNPC

Le rapprochement des revenus de commercialisation déclarés par la SNPC avec les données extraites de ses états financiers 2023 fait apparaître les écarts suivants :

- **Chiffre d'affaires SNPC (états financiers) vs production vendue (états financiers):**

Rubrique chiffre d'affaires / Usd	EF : note 21 : Chiffre **d'affaires** SNPC	EF : note 32 : Production SNPC vendue de l'exercice	Écart (*)
Ventes dans la Région CEMAC	941 244 828	8 310 311	932 934 517
Ventes hors Région	285 371 344	285 254 491	116 853
Total	**1 226 616 172**	**293 564 802**	**933 051 370**

- **Chiffre d'affaires SNPC (états financiers) vs déclaration ITIE 2023** :

Rubrique chiffre d'affaires / Usd	EF : note 21 : Chiffre **d'affaires** SNPC	Déclaration ITIE 2023 : Commercialisation parts en nature - SNPC	Écart (*)
Ventes dans la Région CEMAC	941 244 828	6 115 883	935 128 945
Ventes hors Région	285 371 344	287 391 144	(2 019 800)
Total	1 226 616 172	293 507 027	933 109 145

- Production vendue (états financiers) vs déclaration ITIE 2023 :

Rubrique chiffre d'affaires / Usd	EF : note 32 : Production vendue de l'exercice	Déclaration ITIE 2023 : Commercialisation parts en nature - SNPC	Écart
Ventes dans la Région CEMAC	8 310 311	6 115 883	2 194 428
Ventes hors Région	285 254 491	287 391 144	(2 136 653)
Total	293 564 802	**293 507 027**	**57 775**

➢ Explication des écarts constatés (*)

Selon les clarifications fournies par la SNPC-AP :

Les écarts proviennent principalement des cessions de volumes de cost oil utilisées pour :

➢ rembourser les coûts pétroliers portés par les partenaires (portage) ;
➢ couvrir les paiements en nature liés aux obligations fiscales de l'État (redevance minière, profit oil État, Excess Oil, etc.).

Ces volumes cédés dans le cadre des contrats de partage de production ne génèrent pas de flux de trésorerie et ne figurent donc pas dans le chiffre d'affaires comptable.

Lorsque la SNPC est « portée », les partenaires financent ses coûts. Lors du partage de production, une partie de la production revenant à la SNPC est automatiquement déduite (cost oil cédé) pour rembourser ces coûts avancés.

En conséquence :

- **les parts en nature déclarées à l'ITIE constituent des volumes nets**, c'est-à-dire après déduction des volumes de cost oil cédés pour rembourser les coûts portés et couvrir les obligations en nature de l'État ;
- **l'écart financier de l'ordre de 933 millions USD** observé entre les états financiers et la déclaration ITIE correspond à la valeur du cost oil cédé aux partenaires au titre de l'exercice 2023.

4.2.2. Secteur minier

L'exigence 4.2 de la Norme ITIE, relative aux revenus en nature, n'est pas applicable au secteur minier en République du Congo pour l'année 2023. En effet, les entreprises minières opérant dans le pays ne versent pas de revenus à l'État sous forme de produits miniers.

L'exigence 4.2 de la Norme ITIE est non applicable pour le secteur minier en République du Congo en 2023.

4.2.3. Secteur forestier

La loi n° 33-2020 portant Code forestier a introduit un régime de partage de production dans lequel la production totale de grumes est répartie entre l'État, propriétaire des forêts, et le titulaire de la convention forestière. Ce régime, négocié au plus tard trois ans après l'attribution de la convention, prévoit en principe **l'exonération des taxes forestières** en contrepartie de cette répartition de production.

Pour l'année 2023, **aucun contrat de partage de production forestier n'a été signé**. Par conséquent, l'exigence 4.2 de la Norme ITIE est également non applicable au secteur forestier en République du Congo pour l'exercice 2023.

4.3. Fournitures d'infrastructures et accords de troc

4.3.1. Cadre conceptuel et définition

Le CN-ITIE a convenu d'une définition des fournitures d'infrastructures et des accords de troc conforme au minimum exigé par la Norme ITIE , comme suit : *Accords, ou d'ensembles d'accords et de conventions afférents à la fourniture de biens et de services (y compris d'éventuels prêts, subventions ou travaux d'infrastructure) en échange – partiel ou total – de concessions pour la prospection ou l'exploitation de pétrole, de gaz ou de minerais, ou pour la livraison physique de telles matières premières. » La définition doit opérer une distinction claire entre les accords impliquant la fourniture de biens et services en échange total ou partiel de concessions pour la prospection ou l'exploitation de pétrole, de gaz ou de minerais ou la livraison physique de telles matières premières d'une part, et les accords ne comportant pas ce type d'échange, d'autre part.*

Les types d'accords pouvant entrer dans le champ de l'Exigence 4.3 comprennent notamment, sans s'y limiter :

- des accords de **construction d'infrastructures** en échange de licences minières, pétrolières ou gazières ;
- des accords fournissant des infrastructures contre des livraisons futures de matières premières ;
- des accords prévoyant un échange direct de matières premières contre des biens ou services.

4.3.2. Identification des accords en vigueurs en 2023

En 2023, cinq accords correspondant à la définition ITIE des accords de troc ont été identifiés. Ils couvrent principalement le secteur des hydrocarbures, ainsi qu'un accord spécifique dans le secteur forestier.

N°	Accord	Secteur
1	Accords de préfinancements signés avec les Traders	Hydrocarbures
2	Accord sur les projets d'infrastructure avec la Chine	Hydrocarbures
3	Accord de préfinancements des coûts de fonctionnement CEC signé avec ENI	Hydrocarbures
4	Accord d'infrastructures avec les sociétés forestières	Forestier

La gestion des engagements de l'État liés à ces accords est assurée par la Caisse Congolaise **d'Amortissement (CCA)**.

Dans le cadre de l'élaboration du présent rapport, un formulaire de déclaration spécifique a été transmis à la CCA (voir Annexe 18) afin d'obtenir les informations pertinentes sur :

- l'encours financier des accords,
- les modalités de remboursement,
- les volumes ou montants livrés en exécution,
- les échéances contractuelles,
- les contreparties en infrastructures ou services.

Toutefois, les informations requises **n'ont pas été renseignées de manière exhaustive**, limitant le niveau de détail disponible dans le cadre de cette section.

Les éléments que nous avons pu collecter sur les accords listés ci-dessus se présentent comme suit :

4.3.2.1. Accords de préfinancements signés avec les Traders

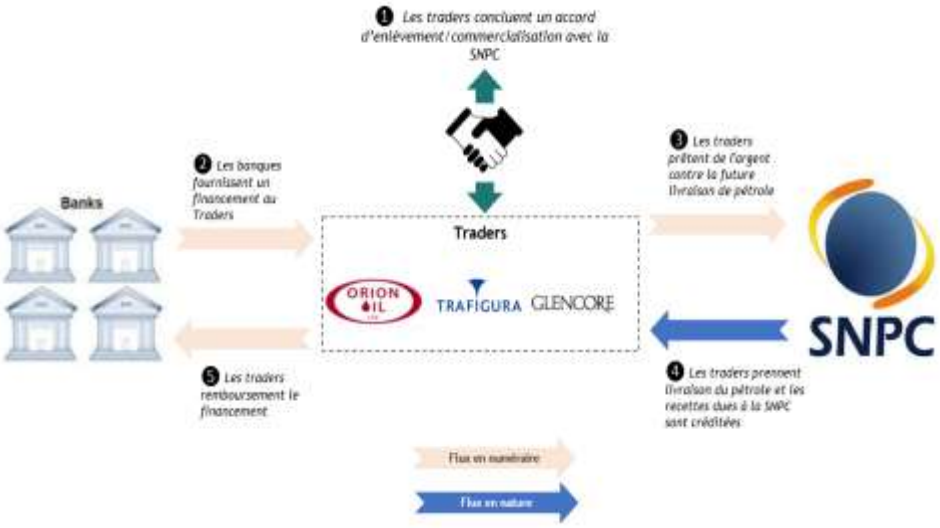
Conformément à l'Exigence 4.3 de la Norme ITIE 2023, les principales caractéristiques des accords de préfinancement conclus entre la SNPC et plusieurs sociétés de négoce pétrolier sont présentées ci-après.

(i) Objet et mécanisme des accords

Les accords de préfinancement prévoient que les traders avancent des fonds à la SNPC en contrepartie de la vente future de cargaisons de pétrole brut appartenant à l'État et commercialisées par la SNPC.

Les remboursements s'effectuent par imputation directe sur les recettes issues des livraisons de brut aux traders.

Figure 11 : Mécanisme de Préfinancements avec les traders



(ii) Principales caractéristiques contractuelles

information	Description
Termes de l'accord	L'accord de préfinancement prévoit qu'une partie des revenus des parts d'huile de l'Etat commercialisée par la SNPC aux traders : TRAFIGURA, GLENCORE ET ORION, est affectée au remboursement de la dette de préfinancements fournies par les Traders à l'occasion de leurs achats du pétrole auprès de la SNPC.
Objet du financement	
Entités gouvernementales signataires	La République du Congo
Partie contractante	TRAFIGURA, GLENCORE ET ORION
Date de signature	L'information sur la date de signature initiale n'est pas disponible. Toutefois, selon la dernière note disponible « Note fournie par la Caisse Congolaise d'Amortissement », les dettes des traders envers l'Etat dans le cadre de l'accord de préfinancement ont fait l'objet de restructuration. La date de signature pour chaque accord, est la suivantes : *Date de signature* : Orion Oil : Avril 2020 ; TRAFIGURA : Janvier 2021 ; Glencore : Janvier 2022
Durée de l'accord (début et fin de validité)	Selon la note précitée, la durée pour chaque accord est la suivante : *Durée* : Orion Oil : 3 ans ; TRAFIGURA : 12 ans ; Glencore : 12 ans
Lien vers le texte de l'accord	*Les accords ne sont pas publiés*

<table>
<tr><th>information</th><th colspan="5">Description</th></tr>
<tr><td rowspan="5">Montant du Financement</td><td rowspan="4">Montant total du financement prévu dans l'accord</td><td colspan="4">Le montant total de financement pour chaque accord, est le suivant :</td></tr>
<tr><td></td><td>Orion Oil</td><td>TRAFIGURA</td><td>Glencore</td></tr>
<tr><td>Montant certifié</td><td>250 millions Usd</td><td>988,74 millions Usd</td><td>900,60 millions Usd</td></tr>
<tr><td>Décote</td><td>30%</td><td>5,11%</td><td>16,6%</td></tr>
<tr><td>Montant refinancé</td><td>Tranche Usd : 119,3 millions
Tranche FCFA : 42,3 milliards</td><td>938,2 millions Usd</td><td>751,1 millions Usd</td></tr>
<tr><td colspan="2">Cumule des montants débloqués au 1/1/2023</td><td colspan="4">Information non communiquée</td></tr>
<tr><td colspan="2">Cumul des Montants abandonnés au 1/1/2023</td><td colspan="4">Information non communiquée</td></tr>
<tr><td rowspan="5">Conditions</td><td colspan="2">Plan/Modalités de remboursement</td><td colspan="4">Les informations sur les modalités/plans de remboursement n’ont pas été communiquées</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Taux d'intérêt</td><td colspan="4">Les taux d’intérêt pour chaque accord sont les suivants :</td></tr>
<tr><td></td><td>Orion Oil</td><td>TRAFIGURA</td><td>Glencore</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Commissions et frais</td><td colspan="4">Les commissions et frais pour chaque accord se détaillent comme suit :</td></tr>
<tr><td></td><td>Orion Oil</td><td>TRAFIGURA</td><td>Glencore</td></tr>
<tr><td>Commission de restructuration</td><td>1%</td><td>0%</td><td>1,25% du montant de la dette</td></tr>
<tr><td>Commission annuelle</td><td>0%</td><td>0,75%</td><td>0,75%</td></tr>
<tr><td rowspan="3">Intérêt de retard</td><td colspan="4">Les intérêts de retard pour chaque accord se détaillent comme suit :</td></tr>
<tr><td></td><td>Orion Oil</td><td>TRAFIGURA</td><td>Glencore</td></tr>
<tr><td>Intérêt de retard</td><td>2%</td><td>1,5% l’an</td><td>1% l’an</td></tr>
<tr><td>Garantie</td><td colspan="4">La garantie principale porte sur la quote-part de l’État dans les revenus de vente du pétrole commercialisé par la SNPC.</td></tr>
</table>

(iii) Remboursements déclarés par la SNPC

Selon la déclaration de la SNPC dans le cadre du mandat de commercialisation des parts d’huile de l’État, des cargaisons ont été livrées en 2023 aux traders Glencore et Trafigura, en exécution des accords de préfinancement. Ces livraisons sont considérées comme des remboursements en nature des dettes contractées par l’État.

Tableau 111– Cargaisons livrées en remboursement des dettes de préfinancement (source : SNPC)

Date d'expédition / Cargaison	Poids / Volume	Valeur totale (en USD)	Valeur totale (en FCFA)	Trader
07/01/2023	918 644	67 119 805	40 670 802 936	Glencore
10/04/2023	920 092	77 305 232	46 842 595 022	Glencore

Date d'expédition / Cargaison	Poids / Volume	Valeur totale (en USD)	Valeur totale (en FCFA)	Trader
22/07/2023	923 818	72 012 530	43 635 517 542	Glencore
Total Glencore	2 762 554	216 437 567	131 148 915 500	
28/05/2023	881 412	63 229 877	38 313 726 672	Trafigura
08/09/2023	949 320	88 732 942	53 767 140 731	Trafigura
21/11/2023	918 587	73 572 402	44 580 711 151	Trafigura
23/02/2023	919 117	71 788 564	43 499 806 670	Trafigura
Total Trafigura	3 668 436	297 323 785	180 161 385 224	
Total remboursement Traders	6 430 990	513 761 352	311 310 300 724	

(iv) Encours et remboursement 2023 (déclaration CCA)

Selon la déclaration de la CCA 2023, la situation des encours et des remboursements de la période 2023 se présente comme suit :

Trader	Devise	Encours au 1/1/2023	Remboursement 2023			Encours au 31/12/2023
			Principal	Intérêts	Service de la dette	
Orion	Millions Usd					
	Milliards FCFA					
Trafigura	Millions Usd	447,33	320,11	47,77	367,87	127,22
	Milliards FCFA	276,24	192,29	28,78	221,08	83,95
Glencore	Millions Usd	565,04	225,51	53,91	279,42	339,54
	Milliards FCFA	348,94	135,76	32,22	167,97	213,18
Total	Millions Usd	1 012,37	545,61	101,68	647,29	466,76
	Milliards FCFA	625,18	328,05	61,00	389,05	297,14

(v) Analyse des écarts entre la CCA et la SNPC

Le rapprochement de la déclaration de la CCA ci-dessus avec les revenus de commercialisation versés en remboursement des préfinancements accordés par les Trader reportés par la SNPC-Mandat, fait apparaitre les écarts suivants :

En millions USD	SNPC – Revenus de commercialisation affectés au remboursement (M USD)	Remboursement 2023 CCA	Ecart
Glencore	216,44	279,42	(62,98)
Trafigura	297,32	367,87	(70,55)
Total	513,76	647,29	**(133,53)**

4.3.2.2. Accord sur les projets d'infrastructure avec la Chine

Conformément à l'exigence 4.3 de la norme ITIE 2023, les principales caractéristiques de l'accord, se détaillent comme suit :

(i) **Contexte et termes généraux de l'accord**

Selon le rapport officiel de la République du Congo sur la gouvernance et la corruption (Ministère des Finances), un accord de partenariat stratégique a été signé le 19 juin 2006 entre les deux pays.

La Chine s'engageait à accorder au Congo des prêts concessionnels d'environ 1,6 milliard USD, libellés en dollars américains, assortis des conditions suivantes :

- Maturité : 20 ans
- Période de grâce : 5 ans
- **Taux d'intérêt :** 0,25 %
- Institutions prêteuses : China Exim Bank, China Development Bank et WIETC (coopération décentralisée, province du Jiangsu)

Dans le cadre du Mémorandum de politique économique et financière approuvé par le FMI le 11 juillet 2019, un accord de restructuration a été signé en 2019, prévoyant :

- le paiement de 33 % du stock de la dette sur trois ans ;
- le rééchelonnement des 67 % restants, avec une maturité additionnelle de 15 ans.

(ii) Objet du financement

L'accord porte sur le **financement d'infrastructures publiques** : routes, bâtiments administratifs, hôpitaux, installations publiques, réseaux d'électricité et autres travaux structurants.

Figure 12 : **Mécanisme des projets d'infrastructures financés par la Chine**



(iii) Principales caractéristiques contractuelles

Information		Description
Entités gouvernementales signataires		La République du Congo
Partie contractante		La République populaire de la Chine
Date de signature		*19 juin 2006*
Durée de l'accord		*La durée de remboursement de ces projets d'infrastructures est de 20 ans dont 5 de différé (source : rapport ITIE 2020)*
Lien vers le texte de l'accord		*L'accord n'est pas publié*
Conditions	Plan/Modalités de remboursement	Comme garantie pour les prêts, les autorités congolaises sont tenues de conserver un solde de dépôt minimum équivalent à environ vingt pour cent du total des encours dans un compte séquestre auprès de la China Exim Bank sur le produit de leurs ventes de pétrole à la Chine.
	Taux d'intérêt	*Taux d'intérêt de 0,25% (source : rapports ITIE 2021-2022)*
	Commissions et frais	*Information non communiquée*
	Intérêt de retard	*Information non communiquée*
	Garantie	La garantie de l'accord d'infrastructures avec la Chine repose sur la quote-**part de l'État dans les revenus pétroliers**, commercialisés par la SNPC. Une partie des recettes provenant des ventes de brut est affectée au remboursement des prêts. Pour sécuriser ces engagements, un compte séquestre a été ouvert au nom de l'État auprès de la China Exim Bank. Ce compte est alimenté par les versements issus des ventes de pétrole à la Chine et sert exclusivement au paiement du service de la dette. L'État est tenu d'y maintenir un solde minimal équivalant à 20 % des encours, constituant la garantie exigée par le prêteur.
Engagement du contractant (si applicable)	Infrastructures prévues dans l'accord	*Information non communiquée*
	Valeur estimée de l'infrastructure/ou des coûts associés au 1/1/2023	*Information non communiquée*
	Localisation de l'infrastructure	*Information non communiquée*

(iv) Remboursements déclarés par la SNPC

Selon la SNPC, les volumes livrés à UNIPEC – Chine au titre du remboursement des prêts d'infrastructures sont présentés ci-après :

Tableau 112 – Cargaisons livrées en remboursement (source : SNPC)

Date d'expédition / Cargaison	Poids / Volume	Valeur totale (en USD)	Valeur totale (en FCFA)	Dettes
12/03/2023	921 076	68 494 870	41 504 014 415	UNIPEC - Chine
24/04/2023	918 551	70 517 178	42 729 418 319	UNIPEC - Chine
21/06/2023	918 202	66 811 155	40 483 778 535	UNIPEC - Chine
23/09/2023	882 560	83 842 340	50 803 712 651	UNIPEC - Chine
23/10/2023	901 935	82 668 645	50 092 519 782	UNIPEC - Chine
11/12/2023	881 381	63 581 936	38 527 054 537	UNIPEC - Chine
Total Remboursement dette chinoise	881 381	435 916 124	264 140 498 239	

(v) Remboursements déclarés par la CCA

Selon la Caisse Congolaise d'Amortissement (CCA), la situation des dettes chinoises au 31 décembre 2023 est la suivante :

Dettes chinoises	Devise	Encours au 1/1/2023 (*)	Remboursement 2023			Encours au 31/12/2023
			Principal	Intérêts	Service de la dette	
Chine préférentiel	Millions Yuan	1 187,26	138,29	N/c	N/c	1 060,93
	Milliards FCFA	104,97		N/c	N/c	
Chine préférentiel	Millions USD	82,60		N/c	N/c	
	Milliards FCFA	47,40		N/c	N/c	
Chine partenariat stratégique	Millions USD	1 676,68		N/c	N/c	
	Milliards FCFA	962,35		N/c	N/c	
Total	Milliards FCFA	1 114,72	138,29	N/c	N/c	1 060,93

(vi) Analyse des écarts entre la CCA et la SNPC

Le rapprochement entre les revenus de commercialisation versés dans un compte séquestre en contrepartie de remboursement des projets d'infrastructures financés par la chine reportés par la SNPC-Mandat fait apparaitre les écarts suivants :

Désignation en milliards FCFA	Revenus de commercialisation (SNPC Mandat) : versés dans un compte séquestre en contrepartie de remboursement des projets **d'infrastructures financés par la** chine	Remboursement 2023 CCA	Ecart
Dette chinoise	264,14	138,29	125,85

4.3.2.3. Accord de préfinancements des coûts de fonctionnement CEC signé avec ENI

Conformément à l'Exigence 4.3 de la Norme ITIE 2023, les principales caractéristiques de l'accord sont présentées ci-après.

(i) **Terme et objet de l'accord**

L'accord signé le 20 juillet 2001 entre la République du Congo et ENI Congo porte sur le préfinancement des coûts de fonctionnement de la Centrale Électrique du Congo (CEC). Les informations détaillées sur les termes contractuels n'ont pas été communiquées.

(ii) Principales caractéristiques contractuelles

Information		Description
Entités gouvernementales signataires		La République du Congo
Partie contractante		ENI Congo
Date de signature		20 Juillet 2001
Durée de l'accord		Pour la durée du contrat, mais pourra être révisée d'accord parties.
Lien vers le texte de l'accord		*L'accord n'est pas publié*
Conditions	Plan/Modalités de remboursement	Le remboursement se fait à base des factures émises par ENI Congo, en mettant à sa disposition, les quantités de brut calculées sur la base d'un prix fixé.
	Taux d'intérêt	*N/a*
	Commissions et frais	*N/a*
	Intérêt de retard	*N/a*
	Garantie	Nous comprenons selon les données reportées par la DRN, que les ressources engagées par l'Etat au titre de cet accord sont sa quote-part dans les revenus en nature issues des contrats pétroliers.
Montant du Financement	Montant total du financement prévu dans l'accord	Le montant du financement dépend des besoins de la CEC pour chaque année.
	Cumule des montants débloqués au 1/1/2023	*Non applicable*
	Cumul des Montants abandonnés au 1/1/2023	*Non applicable*
Engagement du contractant (si applicable)	Infrastructures prévues dans l'accord	*Non applicable*
	Valeur estimée de l'infrastructure/ou des coûts associés au 1/1/2023	*Non applicable*
	Localisation de l'infrastructure	*Non applicable*

(iii) Remboursements déclarés en 2023

Selon la déclaration de la DRN, les remboursements effectués en 2023 dans le cadre de l'accord se sont traduits par le prélèvement de 1 538 390 barils sur la part d'huile revenant à l'État.

La valeur correspondante des volumes remis à ENI Congo au titre du remboursement des coûts de fonctionnement de la CEC s'élève à 248 328 447 USD.

4.3.2.4. Accord d'infrastructures avec les sociétés forestières

Conformément à l'Exigence 4.3 de la Norme ITIE 2023, les principales caractéristiques des protocoles d'accord conclus entre l'État congolais et plusieurs sociétés forestières sont présentées ci-après.

(i) **Terme et objet de l'accord**

Onze (11) sociétés forestières ont conclu avec l'État des protocoles d'accord dans le cadre desquels elles financent ou exécutent des **travaux d'infrastructures publiques**.

La contrepartie de ces investissements est assurée par un mécanisme de compensation fiscale, portant principalement sur la **taxe d'abattage** et la taxe de superficie dues au titre de leurs activités forestières.

Il s'agit d'un dispositif d'**exécution d'infrastructures contre compensation sur taxes**.

(ii) Liste des protocoles communiqués

Tableau 113 : **Liste des protocoles d'accord forestiers communiqués**

Société forestière	N° protocole	Protocole communiqué
TAMAN INDUSTRIES LTD	PA 137 ; PA 143 ; PA 151	PA 137 ; PA 151
ASIA CONGO INDUSTRIES	PA 140	PA 140
LIKOUALA TIMBER	PA 142	PA 142
SIFCO	PA 144 ; PA 149	PA 144 ; PA 149
Entreprise Christelle	PA 146 ; PA 158	PA 146
SICOFOR	PA 147	PA 147
Groupement : CONGO DEJIAWOOD - SICOFOR	PA 148	PA 148
BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA	PA 152	PA 152
IFO	PA 153	PA 153
FORALAC	PA 154	PA 154
CIB	PA 157	PA 157

(iii) Principales caractéristiques contractuelles

information	Description
Entités gouvernementales signataires	Le premier ministre / Le ministre de l'économie forestière Le ministre des finances et du budget Le ministre de l'équipement et de l'entretien routier Le ministre du plan, de la statistique et de l'intégration régionale"

<table>
<tr><th>information</th><th>Description</th></tr>
<tr><td>Partie contractante</td><td>- TAMAN INDUSTRIES LTD.
- ASIA CONGO INDUSTRIES.
- LIKOUALA TIMBER.
- SIFCO.
- Entreprise Christelle.
- SICOFOR.
- BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA (BPL).
- INDUSTRIE FORESTIERE DE OUESSO (IFO).
- CIB.
- FORALAC NOUVELLE GESTION.
- CONGO DEJIAWOOD - SICOFOR</td></tr>
<tr><td>Date de signature</td><td>
<table>
<tr><th>Société</th><th>N° protocole</th><th>Date de signature</th></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 137</td><td>27/06/2018</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 151</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 143</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>ASIA CONGO INDUSTRIES</td><td>PA 140</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>LIKOUALA TIMBER</td><td>PA 142</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 144</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 149</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 146</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 158</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>SICOFOR</td><td>PA 147</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>CONGO DEJIAWOOD - SICOFOR</td><td>PA 148</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA</td><td>PA 152</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>INFO</td><td>PA 153</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>FORALAC</td><td>PA 154</td><td>07/10/2019</td></tr>
<tr><td>CIB</td><td>PA 157</td><td>07/10/2019</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Durée des accords</td><td>
<table>
<tr><th>Société</th><th>N° protocole</th><th>Date de signature</th></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 137</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 151</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES LTD</td><td>PA 143</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>ASIA CONGO INDUSTRIES</td><td>PA 140</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>LIKOUALA TIMBER</td><td>PA 142</td><td>8 mois</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 144</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 149</td><td>6 mois</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 146</td><td>6 mois</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 158</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>SICOFOR</td><td>PA 147</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>CONGO DEJIAWOOD – SICOFOR</td><td>PA 148</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA (BPL)</td><td>PA 152</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>INDUSTRIE FORESTIERE DE OUESSO (IFO)</td><td>PA 153</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>FORALAC NOUVELLE GESTION</td><td>PA 154</td><td>12 mois</td></tr>
<tr><td>CIB</td><td>PA 157</td><td>12 mois</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Lien vers le texte de l'accord</td><td>Bien que ces accords ne soient pas rendus publics, une copie nous avait été transmise par la DGEF dans le cadre des rapports ITIE 2021-2022. Il a été demandé de confirmer leur validité pour l'année 2023 et de préciser l'existence éventuelle d'avenants ou de</td></tr>
</table>

information		Description
		nouveaux accords signés au cours de cette année. Toutefois, aucune réponse n'a été fournie à ce jour.
Conditions	Modalités de remboursement	Le gouvernement s'engage à financer le projet, sur la base des fonds générés par les taxes forestières, lesquelles taxes sont saisies par les sociétés forestières précitées en compensations des infrastructures financées. Une note circulaire n°0204/MFBPP-**CAB fixant les procédures d'encaissement des** recettes et de paiement des dépenses relatives aux conventions de partenariat signées avec les entreprises forestières. Les mécanismes concernent spécifiquement l'exportation de bois sous forme de grumes, en contrepartie de travaux d'aménagement d'intérêt public (routes, ouvrages scolaires, formations). 1. Procédures de liquidation et de paiement des droits : La mobilisation des ressources repose sur une distinction entre recettes douanières et fiscales : • Recettes douanières : Liquidées par l'administration douanière sur la base des attestations de valeur à l'exportation (AVE) délivrées par le SCPFE. Le paiement s'effectue par virement au compte « Taxe d'exportation des produits forestiers » du Guichet Unique de Paiement (GUP). • **Recettes fiscales (Taxes d'abattage et de superficie) :** La Direction Départementale de l'Économie Forestière (DDEF) notifie les volumes taxables, tandis que la Direction Départementale des Impôts (DDI) émet les titres de perception. Les fonds sont versés au compte GUP dédié aux taxes forestières. • Nivellement automatique : L'intégralité des sommes encaissées est automatiquement transférée par la Banque Postale du Congo vers un compte séquestre à la BEAC intitulé **« Fonds d'Aménagement des Voies** Forestières ». 2. Mécanisme de règlement des dépenses et compensations : Le paiement des travaux ou des formations est strictement conditionné par la disponibilité des ressources dans le compte séquestre. • Travaux en cours : Les décomptes, après certification par le maître d'ouvrage, font l'objet d'un engagement et d'un mandatement par le ministre chargé de l'économie forestière, sous le contrôle du contrôleur budgétaire. • Travaux antérieurs et compensations : Pour les créances nées d'exercices précédents, les dossiers sont transmis à la Caisse Congolaise d'Amortissement (CCA) pour comptabilisation dans la dette. Le Trésor Public peut alors procéder à des compensations en contrepartie des titres émis par la CCA, suivies de la délivrance d'une quittance. 3. Gouvernance et contrôle : La procédure garantit une traçabilité rigoureuse via l'intervention systématique des structures d'assiette et du Trésor Public. Les administrations impliquées sont tenues à une application stricte de ces dispositions pour assurer l'effectivité juridique des transferts financiers.

<table>
<tr><th>information</th><th colspan="2">Description</th></tr>
<tr><td></td><td>Taux d'intérêt, frais et commissions</td><td>Non applicable</td></tr>
<tr><td></td><td>Garantie</td><td>Impôts et taxes dus sur les activités forestières (taxe de superficie, taxe d'abattage et Taxe à l'exportation des bois)</td></tr>
<tr><td>Montant total du financement prévu dans l'accord</td><td colspan="2">
<table>
<tr><th>Société</th><th>N° protocole</th><th>Financement en FCFA</th></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES</td><td>PA 137</td><td>2 575 647 048</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES</td><td>PA 151</td><td>3 679 620 000</td></tr>
<tr><td>TAMAN INDUSTRIES</td><td>PA 143</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>ASIA CONGO INDUSTRIES</td><td>PA 140</td><td>3 045 283 500</td></tr>
<tr><td>LIKOUALA TIMBER</td><td>PA 142</td><td>857 593 750</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 144</td><td>3 400 508 188</td></tr>
<tr><td>SIFCO</td><td>PA 149</td><td>1 165 520 033</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 146</td><td>692 095 500</td></tr>
<tr><td>Entreprise Christelle</td><td>PA 158</td><td>N/c</td></tr>
<tr><td>SICOFOR</td><td>PA 147</td><td>3 845 035 000</td></tr>
<tr><td>CONGO DEJIAWOOD - SICOFOR</td><td>PA 148</td><td>4 709 685 565</td></tr>
<tr><td>BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA</td><td>PA 152</td><td>2 526 078 000</td></tr>
<tr><td>IFO</td><td>PA 153</td><td>2 767 221 000</td></tr>
<tr><td>FORALAC</td><td>PA 154</td><td>2 359 696 500</td></tr>
<tr><td>CIB</td><td>PA 157</td><td>6 384 609 575</td></tr>
<tr><td>Total financement</td><td></td><td>38 008 593 659</td></tr>
</table>
</td></tr>
<tr><td>Engagement du contractant</td><td>Infrastructures prévues dans l'accord</td><td>La liste des infrastructures et leur localisation figure en Annexe 7.</td></tr>
<tr><td></td><td>Localisation de l'infrastructure</td><td>La liste des infrastructures et leur localisation figure en Annexe 7.</td></tr>
</table>

(iv) Exécution des compensations – Exercice 2023

Nous avons reçu la confirmation formelle de la Direction Générale des Forêts (DGEF) qu'aucune opération de compensation relative aux taxes forestières n'a été réalisée durant l'intégralité de l'exercice 2023. L'absence de ces nouvelles opérations signifie que, dans le cadre de l'élaboration du rapport ITIE 2022, la seule source de données disponible reste la dernière compensation enregistrée. Cette dernière compensation est celle issue des états de détails biannuels (période 2021-2022) fournis précédemment par la DGEF, qui portaient sur la saisie des taxes forestières en contrepartie des travaux routiers effectués. En conséquence, le montant cumulé restant à compenser au 31 décembre 2022 est le seul indicateur pertinent que nous pouvons présenter, et il s'établit comme suit :

Tableau 114 : Situation des montants restant à compenser au 31/12/2022

Société	N° protocole	Restant à compenser (en FCFA)
TAMAN INDUSTRIES LTD	PA 137	-
TAMAN INDUSTRIES LTD	PA 151	1 995 284 356
TAMAN INDUSTRIES LTD	PA 143	(728 270 337)

Société	N° protocole	Restant à compenser (en FCFA)
ASIA CONGO INDUSTRIES	PA 140	1 673 341 375
LIKOUALA TIMBER	PA 142	-
SIFCO	PA 144	2 386 019 873
SIFCO	PA 149	721 792 296
Entreprise Christelle	PA 146	-
Entreprise Christelle	PA 158	2 982 181 500
SICOFOR	PA 147	(396 611 894)
CONGO DEJIAWOOD – SICOFOR	PA 148	3 279 578 688
BOIS ET PLACAGE DE LOPOLA	PA 152	1 749 811 447
IFO	PA 153	2 167 705 850
FORALAC	PA 154	2 387 854 762
CIB	PA 157	2 828 746 160
Total restant à compenser		21 047 434 076

Selon la DGEF, les sommes retenues en 2023 par les sociétés forestières signataires des protocoles d'accord, se détaillent comme suit :

Tableau 115 : Sommes retenues en 2023 par les sociétés forestières

N°	Sociétés	Type des travaux	Coût des travaux FCFA	Sommes retenues en FCFA		Commentaire
				2020, 2021 et 2022	2 023	
1	SICOFOR / CDWI	Aménagement de la route nationale n°10 au tronçon Ewo-Onguia et la construction du pont sur la rivière Kébouya dans la Cuvette-Ouest	3 752 711 290	-	2 179 614 168	Travaux achevés et réceptionnés par le Gouvernement
2	SICOFOR	Reconstruction et équipement de l'Ecole Nationale de Mouyondzi	2 650 061 128	-	-	Projet totalement achevé et réceptionné par le Gouvernement
3	TAMAN	Aménagement des routes MILA MILA – MANZI – MALELE et MOUYONDZI – KINGOUE – MAYALAMA	5 415 562 756	-	2 747 373 566	Les deux projets ont été totalement réalisés et réceptionné
4	Asia Congo	Construction du pont sur la rivière Niari	7 362 418 560	-	834 156 065	Les études géotechniques et topographiques ont été réalisées
5	SIPAM (AMPTHIL)	Construction de deux ponts sur les rivières Ibenga et Motaba	17 641 301 699	2 811 952 858	596 913 909	Les deux projets sont en cours d'exécution.
6	SIFCO	Aménagement des routes Lékana – Kébana Ingoumina et Sembé - Bolozo	623 220 934	-	-	Les travaux ont été réceptionnés et arrêtés avant le 18/08/2022 (Suspension des compensations fiscales)
7	BPL	Aménagement de la route Ingoumina - Kébara	180 718 842	-	138 640 753	Les travaux ont été en partie réceptionnés
8	FORALAC	Aménagement de la route Mila Mila – Titi	1 452 275 385	-	17 648 132	Les travaux ont été réalisés à 100% et réceptionnés

N°	Sociétés	Type des travaux	Coût des travaux FCFA	Sommes retenues en FCFA		Commentaire
				2020, 2021 et 2022	2 023	
9	TAMAN, CIBN et SOFIL	Construction du Lycée de Vindoulou et fabrication de 50 000 tables bancs	2 867 880 171	-	233 309 455	Le lycée et les tables bancs ont été réceptionnés
10	SEFYD	Construction du pont sur la rivière Noumbi et formation de 30 artisans en Chine	10 378 519 600	-	-	Les deux projets sont en cours d'exécution. La formation des artisans encours
Total			52 324 670 365	2 811 952 858	6 747 656 048	

L'examen croisé des données de la DGEF et des sociétés forestières révèle des divergences qui ne sont pas clarifiées :

1. Apparition de nouvelles entités sans base conventionnelle fournie :

Certaines sociétés figurent dans le tableau précédent des sommes retenues en 2023 alors qu'elles ne disposaient d'aucun protocole d'accord répertorié selon les dernières données du rapport ITIE 2022. En Effet, il a été constaté l'apparition des sociétés SIPAM (AMPTHIL) et SEFYD qui suggère la conclusion de nouveaux accords au cours de l'exercice 2023. Toutefois, seule la société AMPTHILL affiche un solde au titre des exercices antérieurs dans le même tableau (pour un montant de 2 811 952 858 FCFA). Cela suppose l'existence d'un protocole préalable pour AMPTHILL, pourtant ce document n'a été fourni ni pour le rapport 2022, ni pour celui de 2023.

2. Discordance des soldes antérieurs et antécédents contractuels

Les montants restant à compenser à la fin de l'exercice 2022 ne sont pas reportés comme soldes antérieurs dans le tableau des sommes retenues 2023 (discordances entre les deux tableaux précédents)

3. Écarts de déclaration des montants compensés

Parmi les quatre sociétés déclarantes du périmètre de rapprochement 2023, trois ayant déclaré des paiements qui doivent faire l'objet de compensations (AMPTHILL, SEFYD et TAMAN), ces paiements présentent des écarts avec les informations fournies par la DGEF dans la situation des sommes retenues :

En FCFA	Flux	Déclaration Société	Déclaration DGEF (somme retenues)	Ecart
SIPAM (AMPTHIL)	Taxe d'abattage	403 660 329	596 913 909	256 977 225
	Taxe à l'exportation des bois	257 021 805		
	Taxe de superficie	193 209 000		
SEFYD	Taxe d'abattage	777 023 071	-	1 787 755 391
	Taxe à l'exportation des bois	665 846 520		
	Taxe de superficie	344 885 800		
TAMAN	Taxe d'abattage	1 474 430 979	2 747 373 566	1 121 345 875
	Taxe à l'exportation des bois	1 763 005 962		
	Taxe de superficie	631 282 500		

3. Discordance entre les informations de la DGEF et celles d'**une** Entreprise forestière (TAMAN INDUSTRIES) concernant le règlement des taxes forestières **et l'exécution des compensation**

- La position de la DGEF : Elle affirme qu'aucune opération de compensation n'a été réalisée en 2023.
- La position de TAMAN Industries : À l'inverse, la société indique que les paiements renseignés dans son formulaire de déclaration ITIE 2023 (pour un total de 3 868 719 411 FCFA) n'ont pas fait l'objet d'un décaissement effectif. Selon l'entreprise, ce montant a été réglé par compensation, conformément au Protocole d'accord n°151 relatif aux travaux d'aménagement de la route Mila Mila - Mandzi - Malele (126 km).

Flux	Montant en FCFA
Taxe d'abattage	1 474 430 979
Taxe à l'exportation des bois	1 763 005 962
Taxe de superficie	631 282 500
Total	3 868 719 411

4.4. Revenus provenant du transport

4.4.1. Secteur des hydrocarbures

(i) Contexte général

Le transport maritime constitue un maillon essentiel de la chaîne logistique pétrolière en République du Congo. L'État est juridiquement détenteur de 100 % des droits de trafic maritime générés par les importations et exportations nationales (y compris le pétrole brut).

La gestion et la commercialisation de ces droits reposent sur un mécanisme spécifique impliquant :

- la Société Congolaise des Transports Maritimes (SOCOTRAM), reconnue armement national ;
- le Conseil Congolais des Chargeurs (CCC), via la Direction Générale de la Marine Marchande (DGMM) ;
- les armateurs étrangers, seuls opérateurs effectifs de transport ;
- les sociétés pétrolières, chargeurs des cargaisons exportées.

Ce mécanisme conditionne les flux de redevance maritime et de commission de participation, ainsi que les déductions opérées par les sociétés pétrolières sur les parts d'huiles revenant à l'État.

(ii) Cadre juridique

Le dispositif juridique est principalement défini par :

❖ Décret n°98-39 du 29 janvier 1998 portant organisation et réglementation du trafic maritime :

- 40 % au moins des droits de trafic maritime sont réservés à l'État via l'armement national (SOCOTRAM).
- Le solde, soit 60 %, est ouvert aux armateurs agréés.

L'article 7 précise que les armateurs étrangers doivent s'acquitter de :

- une commission de participation, perçue par la DGMM/CCC ;
- une redevance maritime, perçue par l'armement national (SOCOTRAM) sur les 40 % de droits réservés.

❖ Arrêté n°6719 fixant les modalités de perception des droits

L'arrêté fixe les tarifs applicables, notamment sur les hydrocarbures :

- Redevance maritime (40 %) : 1,829 €/tonne ou m^3
- Commission de participation (60 %) : 0,550 €/tonne ou m^3

(iii) Mécanisme opérationnel

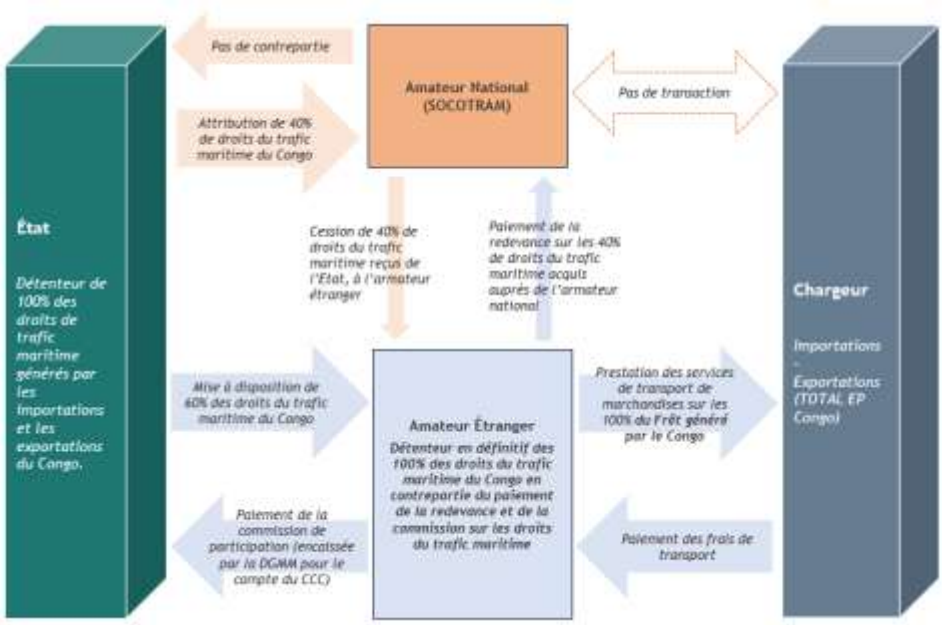
Le schéma en place fonctionne selon les étapes suivantes :

1. **L'État attribue 100 % des droits de trafic maritime** :
   - 40 % à SOCOTRAM (gratuitement, sans contrepartie) ;
   - 60 % au CCC/DGMM.
2. SOCOTRAM cède ses 40 % de droits aux armateurs étrangers : Les armateurs paient la redevance maritime.
3. CCC/DGMM cèdent les 60 % restants : Les armateurs paient la commission de participation.
4. Les armateurs étrangers détiennent ainsi 100 % des droits : Ils assurent le transport des cargaisons (fret) des sociétés pétrolières.
5. Les sociétés pétrolières paient les frais de transport aux armateurs.
6. Les sociétés pétrolières récupèrent ces coûts : en appliquant des déductions :
   - **soit sur les parts d'huiles revenant à l'État** ;
   - **soit sur le solde de fiscalité dû à l'État**.

Selon les sociétés pétrolières, ces déductions sont effectuées en vertu des clauses de stabilité fiscale de leurs conventions pétrolières.

Le schéma interprétant les dispositions du décret de 98-388 portant organisation et réglementation du trafic maritime au Congo, qui est présenté ci-dessous :

Figure 13 : Processus du trafic maritime au Congo



(iv) Position officielle des entités maritimes

Lors de la réunion[42] tenue le 6 novembre 2019 au Secrétariat Permanent ITIE, SOCOTRAM et le CCC ont rappelé que :

- SOCOTRAM est une société commerciale de droit privé, non assimilable à un organisme public.
- Les droits de trafic maritime ne sont pas des taxes, mais la contrepartie commerciale des droits attribués aux armateurs.
- Le décret maritime **ne s'applique pas aux sociétés pétrolières**, qui ne sont que des chargeurs.
- SOCOTRAM et le CCC ne reconnaissent aucune base légale aux déductions effectuées par les compagnies pétrolières sur les parts d'huile de l'État.

(v) Déductions déclarées au titre des droits de trafic maritime – Exercice 2023

Selon les données validées par la DRN, les déductions opérées en 2023 au titre des droits de trafic **maritime s'élèvent à :** 2 964 551 USD. Toutefois, ce montant présente un écart avec celui déclaré **par TotalEnergies qui s'élève à** 3 120 683 USD.

Ces montants correspondent aux compensations appliquées par TotalEnergies :

- sur les **parts d'huiles de l'État**, ou
- sur son solde de fiscalité,

conformément à la pratique déclarée par la compagnie.

[42] *Rapport ITIE 2020.*

4.4.2. Secteur minier

L'exigence 4.4 de la Norme ITIE est non applicable pour le secteur minier en République du Congo en 2023.

4.4.3. Secteur forestier

L'exigence 4.4 de la Norme ITIE est non applicable pour le secteur forestier en République du Congo en 2023.

4.5. Transactions liées aux entreprises d'État

Se référer à la sous-section 2.6.1 du présent rapport.

4.6. Paiements infranationaux

Conformément à l'Exigence 4.6 de la Norme ITIE 2023, les paiements infranationaux correspondent aux paiements obligatoires effectués directement par les entreprises extractives au profit des entités infranationales.

Pour l'exercice 2023, **aucun paiement direct de cette nature n'a été identifié** en République du Congo. Les entreprises pétrolières, minières et forestières acquittent l'intégralité de leurs obligations fiscales et parafiscales **auprès de l'État central**, via la Direction Générale du Trésor.

Taxes locales liées à l'activité extractive : non opérationnelles ou marginales

Certaines taxes locales présentent un lien avec les activités extractives, mais ne répondent pas aux critères de paiements infranationaux significatifs pour plusieurs raisons :

- **Taxe d'orpaillage (or artisanal)** : Prévue au niveau local, elle est très faiblement recouvrée. Le *Plan d'Action National pour l'Orpaillage (PAN Or, 2019)* indique que 92 % des orpailleurs ne paient aucune taxe, et seulement 7 % déclarent s'en acquitter. Son poids budgétaire est donc négligeable et aucune documentation consolidée n'est disponible.
- **Taxes forestières locales (ex. PFNL, taxe d'occupation forestière, quotité de taxe de** superficie) : Prévues par le Code forestier 2020 (art. 112), ces taxes ne sont pas encore opérationnelles en l'absence de textes d'application et de modalités de répartition adoptées dans les lois de finances. Elles ne donnent donc lieu à aucun paiement effectif aux collectivités.

En conséquence, ces taxes, bien qu'en lien avec le secteur extractif, demeurent non appliquées, faiblement recouvrées ou non documentées, et ne constituent pas des paiements infranationaux significatifs.

4.7. Niveau de désagrégation

Conformément à l'Exigence 4.7 de la Norme ITIE 2023, les données collectées auprès des entités déclarantes ont été désagrégées afin de permettre une meilleure compréhension des flux, une analyse détaillée des paiements et une transparence accrue par projet.

(i) Modalités de désagrégation retenues

Les entités déclarantes incluses dans le périmètre du rapport ITIE 2023 ont été invitées à reporter leurs données selon les niveaux de désagrégation suivants :

- par administration ou entité publique, pour chaque entreprise extractive déclarant des paiements ;
- par entreprise ou contribuable, pour chaque administration ou entité publique déclarante ;
- par nature de flux, pour toutes les entités déclarantes ;
- par projet, pour toutes les sociétés extractives incluses dans le périmètre.

En complément, les sociétés concernées ont été invitées à déclarer, par projet, leurs données de production et d'exportations, conformément aux exigences ITIE.

(ii) Application sectorielle de la désagrégation par projet

Le Comité National ITIE a retenu le principe de désagrégation suivante :

Secteur	Modalité de désagrégation par projet
Hydrocarbures	Par champ ou bloc pétrolier/gazier (CPP, permis)
Minier	Par convention minière
Forestier	Par convention forestière

Ces modalités garantissent une cohérence avec la structure contractuelle propre à chaque secteur.

(iii) **Mise en œuvre de la désagrégation dans le rapport**

Afin d'assurer la conformité aux standards internationaux, les sociétés extractives ont reporté projet par projet l'ensemble des paiements liquidés en 2023.

- La définition opérationnelle du projet retenue pour ce rapport figure dans le tableau introductif de la présente section.
- La liste détaillée des flux déclarés par projet est fournie en Annexe 8.
- L'analyse consolidée des paiements par projet est présentée en section 7.2.4 du présent rapport.

4.8. Ponctualité des données

Les paiements et revenus présentés dans le cadre du Rapport ITIE 2023 correspondent exclusivement aux flux intervenus et effectivement recouvrés par l'État au cours de l'exercice du 1er janvier au 31 décembre 2023.

Conformément aux exigences de ponctualité des données définies par la Norme ITIE :

- Seuls les paiements effectués et encaissés en 2023 sont pris en compte dans le périmètre du rapport ;

- Les paiements antérieurs au 1er janvier 2023 ou postérieurs au 31 décembre 2023 sont exclus, même s'ils se rapportent à des obligations fiscales ou contractuelles d'exercices différents ;
- Les corrections, ajustements ou régularisations portant sur des exercices antérieurs ne sont pas intégrés, sauf lorsqu'ils ont généré un flux financier pour l'État au cours de l'année 2023.

4.9. Qualité des données et assurance de la qualité

4.9.1. Pratiques d'audit

(i) Entreprises

Le cadre d'audit des états financiers des entreprises est régi par plusieurs textes :

- **L'**Acte Uniforme OHADA relatif au Droit des Sociétés Commerciales, qui impose la désignation d'un Commissaire aux Comptes pour les sociétés anonymes (SA) et les sociétés à responsabilité limitée (SARL) dépassant l'un des seuils suivants : capital social > 10 millions FCFA ; chiffre d'affaires > 250 millions FCFA et effectif permanent > 50 salariés.
- La loi n°29-2013 portant création de l'Ordre national des experts-comptables et organisant l'exercice de la profession comptable libérale en République du Congo. Elle prévoit que les missions de révision légale (audit/commissariat aux comptes) doivent être confiées à un professionnel inscrit à l'Ordre.

Les audits des entreprises sont conduits conformément au SYSCOHADA révisé, applicable dans l'ensemble des États membres de l'OHADA.

Toutefois :

- Les **rapports d'audit ne sont pas rendus publics**.
- Seuls les états financiers certifiés sont transmis à la DGDI dans le cadre des obligations fiscales annuelles.

Dans le cadre du Rapport ITIE 2023, les entreprises du périmètre ont été invitées à :

- confirmer l'audit de leurs états financiers 2023 ;
- transmettre une copie du rapport du Commissaire aux Comptes, ou, à défaut,
- une **lettre d'affirmation** émise par le Commissaire aux Comptes attestant la conformité des données déclarées.

Les informations collectées figurent en Annexe 10.

(ii) **Comptes de l'État**

La Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire (CCDB) est l'institution supérieure de contrôle des finances publiques en République du Congo.

Elle est instituée par :

- la Constitution de 2015 (article 189) ;
- la loi organique n°36-2017 du 3 octobre 2017 relative aux lois de finances.

La CCDB est une juridiction indépendante. Ses missions se structurent autour de trois volets principaux:

- Contrôle juridictionnel

Elle juge les ordonnateurs, contrôleurs budgétaires et comptables publics et peut prononcer des sanctions financières.

- Contrôle de régularité et de performance

Elle vérifie la légalité des opérations de recettes et de dépenses, et évalue l'économie, l'efficacité et l'efficience dans l'utilisation des fonds publics.

- **Certification du Compte Général de l'État**

La Cour certifie la régularité, la sincérité et la fidélité du Compte Général de l'État.

La CCDB produit :

- des rapports particuliers, portant sur des contrôles spécifiques ;
- deux rapports annuels : un rapport général public et un rapport sur la loi de règlement, transmis au Parlement et au Ministre des Finances.

Selon l'article 54 de la loi n°10-2017 sur la transparence et la responsabilité dans la gestion des finances publiques, ces rapports doivent être rendus publics. Toutefois, au moment de la préparation du Rapport ITIE 2023, **les rapports de la CCDB n'étaient pas disponibles en ligne**.

Les entreprises publiques extractives (SNPC, SONAREP, etc.) sont également soumises au contrôle de la CCDB.

4.9.2. Évaluation des pratiques d'audit

L'Administrateur Indépendant (AI) a évalué le niveau de fiabilité du **Cadre de Contrôle et d'Audit (CCA)** applicable :

(i) aux entreprises extractives et entreprises publiques, et

(ii) aux entités gouvernementales incluses dans le périmètre, en s'appuyant sur son jugement professionnel et sur les informations effectivement disponibles.

TABLEAU 116 : ÉVALUATION DU CADRE DE CONTROLE ET D'AUDIT AU CONGO

	Comptes publiés	Rapports **d'audit** publiés	Auditeur externe	Normes comptables appliquées	Audit des comptes (fréquence)	Audit effectif régulier	Normes **d'audit** appliquées
Sociétés extractives	Non*	Non*	Oui	Règles Comptables de l'OHADA	Annuelle	Non vérifié	Normes ISA.
Sociétés **d'État**	Non	Non	Oui				
Régies financières	Oui	Oui	Oui	Directive DN°07/2009/CM/UEMOA portant règlement général sur la comptabilité publique au sein de L'UEMOA	Annuelle	Non	Normes internationales de l'INTOSAI

(*) Sauf pour les sociétés cotées ou filiales exclusives de sociétés cotées dont les comptes sont publiés dans le cadre des rapports financiers communiqués par la société mère.

Sur la base de cette analyse, l'AI a conclu que :

- Entités gouvernementales

Le CCA est peu à moyennement fiable, en raison de :

- l'absence d'adoption complète de normes internationales de comptabilité publique ;
- la publication irrégulière des rapports de la Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire (CCDB);
- l'absence de certification des comptes de l'État pour la période couverte par le présent rapport.

- Entreprises extractives et entreprises publiques

Le CCA est jugé moyennement fiable, car :

- les états financiers sont établis selon le SYSCOHADA, différent des normes IFRS ;
- les rapports d'audit/états financiers ne sont pas publiés ;

4.9.3. Procédures d'assurance des données convenues

Conformément à la Norme ITIE, les procédures d'assurance qualité adoptées pour la collecte et la validation des données du Rapport ITIE 2023 sont les suivantes :

(i) Entreprises extractives et entreprises publiques

Les mêmes procédures que celles utilisées dans le Rapport ITIE 2022 ont été reconduites. Elles prévoient:

- La signature obligatoire du formulaire de déclaration par un haut responsable ou toute personne légalement habilitée à engager l'entreprise ;
- La certification des données par un auditeur externe (commissaire aux comptes ou cabinet d'audit), pour toutes les entreprises dont le montant total des paiements déclarés est supérieur ou égal à 500 millions FCFA.

Dispense : Les entreprises dont les paiements 2023 sont inférieurs à 500 millions FCFA sont exemptées de l'obligation de certification, mais doivent néanmoins transmettre un formulaire signé par un responsable habilité.

(ii) Entités publiques

Les formulaires de déclaration 2023 soumis par les administrations publiques doivent :

- être signés par le haut responsable de l'entité ou son représentant habilité ;
- être certifiés par la Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire (CCDB), attestant que les données sont complètes, exactes et conformes aux pièces comptables.

Exceptions :
Pour la CCA et le **Ministère de l'Environnement, du Développement durable et du Bassin du Congo**, seule la signature d'un responsable habilité est requise (pas de certification CCDB).

(iii) Déclarations de propriété réelle

Toutes les entités déclarantes doivent fournir une déclaration de propriété réelle :

- signée par un haut responsable ou un représentant habilité ;
- attestant que les informations communiquées sont complètes, exactes et mises à jour.

4.9.4. Exhaustivité et fiabilité des données reportées

4.9.4.1 Exhaustivité des données

(i) Entreprises extractives : Sur les trente-trois (33) entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement, quatorze (14) n'ont pas soumis leurs formulaires de déclaration 2023 :

- Trois (03) dans le secteur des hydrocarbures : les sociétés ; Mercuria E&P Congo, WingWah et Orion oil. Les paiements reportés par les régies financières pour ces sociétés s'élèvent à 6,95 milliards FCFA, soit 0,60 % du total des revenus du secteur extractif en 2023.
- Quatre (04) dans le secteur minier : Les sociétés ; Lulu de mine, Newco Mining, Luyuan des mines et Origins exploitation. Les paiements reportés par les régies financières pour ces sociétés s'élèvent à 0,20 milliard FCFA, soit 0,02 % du total des revenus du secteur extractif en 2023.
- Sept (07) dans le secteur forestier : les sociétés ; ENTREPRISE CHRISTELLE, CIB, SICOFOR, ASIA CONGO INDUSTRIE, CIBN, MOKABI SA et CIB OLAM. Les paiements reportés par les régies financières pour ces sociétés s'élèvent à 5,02 milliards FCFA, soit 0,43 % du total des revenus du secteur extractif en 2023.

Au total, 12,17 milliards FCFA ont ainsi été reportés par les administrations publiques pour le compte de ces sociétés, soit environ 1,05 % des recettes extractives totales de l'année 2023.

(ii) Régies financières **et entités publiques de l'Etat :** sur les dix (10) régies financières et entités de l'Etat retenues dans le périmètre, Seule, **L'Organe Interétatique pour la gestion du champ d'unitisation Lianzi** n'a pas fourni des formulaires de déclaration pour l'ensemble des revenus extractifs recouvrés : Les recettes fiscales afférentes à la zone d'unitisation ont été extraites du Tableau **des Opérations Financières de l'État (TOFE) 2023**, en l'absence de formulaire de déclaration transmis.

(iii) Autres entités :

La Congolaise de Raffinage (CORAF) et la CEC (Centrale Électrique du Congo) n'ont pas soumis leurs formulaire de déclaration. Les données sur les ventes de part d'Etat (pétrole et Gaz) à ces deux entités ont été reporté à travers la déclaration unilatérale la SNPC et ENI Congo.

4.9.4.2 Fiabilité des données

L'Administrateur Indépendant a évalué la fiabilité des données déclarées en s'appuyant sur les procédures d'assurance convenues avec le Comité National ITIE. Les résultats sont présentés ci-après.

(i) Assurances fournies par les entreprises extractives

Sur les 33 entreprises extractives retenues dans le périmètre de rapprochement 2023, 19 ont soumis leurs formulaires de déclaration.

Parmi ces 19 entreprises :

- Entreprises dont les paiements < 500 millions FCFA (signature obligatoire uniquement)

Cinq (05) entreprises étaient dispensées de certification mais devaient transmettre un formulaire signé.

- Deux (02) d'entre elles n'ont pas fourni un formulaire signé.
- Les paiements reportés par les régies financières pour ces deux entreprises s'élèvent à 0,75 milliard FCFA, soit 0,07 % des revenus extractifs reportés dans ce rapport.

- Entreprises dont les paiements > 500 millions FCFA (signature + certification par un auditeur externe obligatoires)

Quatorze (14) entreprises étaient soumises à l'obligation de certification.

- cinq (05) ne se sont pas conformées :
  - Quatre (04) n'ont fourni ni formulaire signé ni certifié.
  - Une (01) a transmis un formulaire signé mais non certifié.

Les paiements reportés par les régies financières pour ces cinq (05) entreprises atteignent 10,62 milliards FCFA, soit 0,92 % de l'ensemble des revenus extractifs reportés.

L'analyse de fiabilité des déclarations des 19 sociétés déclarantes, se détaille comme suit :

Société	Formulaire de déclaration (Excel)	Total paiements 2023 (Milliards FCFA) Déclaration de l'Etat	Seuil pour la certification	Signé par le Management	Certifié	Fiabilité globale
Eni Congo	Oui	98 395	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
SNPC	Oui	673 971	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
TotalEnergies	Oui	40 853	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
LUKOIL	Oui	4 659	> 500 millions	Oui	Non	Moyen
PERENCO	Oui	21 505	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
CHEVRON	Oui	10 121	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
CONGOREP	Oui	35 608	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
SONAREP	Oui	5 233	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
AOGC	Oui	541	> 500 millions	Non	Non	Faible
HEMLA	Oui	414	< 500 millions	Non	N/a	Faible
AMMAT	Oui	3 550	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
SOREMI	Oui	2 054	> 500 millions	Oui	Oui	Élevée
SINTOUKOLA POTASH	Oui	27	< 500 millions	Oui	N/a	Élevée
MINING PROJECT DEVELOPMENT	Oui	18	< 500 millions	Oui	N/a	Élevée
COMINCO S. A	Oui	30	< 500 millions	Oui	N/a	Élevée
IFO	Oui	2 688	> 500 millions	Non	Non	Faible
SEFYD	Oui	1 458	> 500 millions	Non	Non	Faible

Société	Formulaire de déclaration (Excel)	Total paiements 2023 (Milliards FCFA) Déclaration de l'Etat	Seuil pour la certification	Signé par le Management	Certifié	Fiabilité globale
TAMAN	Oui	1 274	> 500 millions	Non	Non	Faible
AMPTHILL	Oui	339	< 500 millions	Non	N/a	Faible

Total paiements des déclarations certifiées conformes	891,36
En % des revenus du secteur extractif en 2023	77,00%
Total paiements des déclarations non certifiées	11,37
En % des revenus du secteur extractif en 2023	0,98%

Fiabilité globale des déclarations des entreprises : ÉLEVÉE

Le détail des envois des entreprises est présenté en annexe 10.

(ii) Assurances fournies par les entités publiques

Les entités publiques doivent transmettre un formulaire :

- signé par un responsable habilité,
- certifié par la Cour des Comptes et de Discipline Budgétaire (CCDB), **à l'exception** de la CCA et du **Ministère de l'Environnement**, pour lesquels seule la signature est requise.

Parmi les neuf (09) entités ayant transmis un formulaire, sept (07) étaient tenues de faire certifier leurs déclarations par la CCDB.

L'analyse de fiabilité des déclarations des entités publiques, se détaille comme suit :

Entité	Formulaire de déclaration (Excel)	Recettes en milliards FCFA	Part des recettes signées		Part des recettes certifiées par la CCDB		Fiabilité globale
			Oui	Non	Oui	Non	
Régies financières							
DGID	Oui	132,48	132,48	-	132,48	-	Élevée
DGT	Oui	786,08	786,08	-	786,08	-	Élevée
DGDDI	Oui	5,50	5,50	-	-	-	Élevée
DRN	Oui	-	-	-	NA		-
DGAP	Oui	0,72	0,72	-	-	0,72	Faible
DGM	Oui	-	-	-	NA		Élevée
DGEF	Oui	-	-	-	NA		Élevée
MEDDBC	Oui	0,57	0,57	-	*N/a*	*N/a*	Élevée
CCA	Oui	*N/a*	*N/a*	*N/a*	*N/a*	*N/a*	Élevée

au regard de la représentativité des entités qui se sont conformées, l'assurance globale sur la fiabilité des régies financières et entités publiques est jugée ÉLEVÉE.

Le détail des envois figure en Annexe 10.

(iii) Conclusion Générale :

Sous réserve de l'impact des constats relevés dans les sections correspondantes, les travaux réalisés sur la base des procédures convenues permettent de conclure que les informations présentées dans le présent rapport offrent une représentation globalement fiable et exhaustive des paiements déclarés pour l'exercice 2023.

4.9.5. Confidentialité des données

L'AI a adopté les mesures suivantes pour protéger les informations confidentielles et les données collectées des entités déclarantes :

- Toutes les informations électroniques reçues des entités déclarantes ont été enregistrées dans un dossier avec un accès restreint ;
- La sauvegarde des documents physiques a été assurée en gardant les documents sous clé ; et
- Tous les employés impliqués dans le projet ITIE ont été informés de l'importance de la non-divulgation des informations confidentielles.

4.10. Coûts des projets

4.10.1. Secteur des hydrocarbures

Le secteur des hydrocarbures constitue le principal pilier économique de la République du Congo. Dans le cadre des Contrats de Partage de Production (CPP), la détermination de la part de production revenant à l'État repose directement sur le niveau des coûts pétroliers (Cost Oil). Leur contrôle est donc essentiel pour garantir une allocation juste et transparente du Profit Oil.

La présente section synthétise le cadre juridique, les dispositifs institutionnels et les mécanismes opérationnels encadrant la gestion et l'audit des coûts pétroliers.

(i) Cadre juridique et réglementaire applicable

Le suivi et le contrôle des coûts pétroliers sont encadrés par plusieurs textes clés :

- Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant Code des Hydrocarbures

Elle définit le cadre général des activités pétrolières et consacre :

- le principe de récupération des coûts (Cost Oil) ;
- le droit d'audit de l'État ;
- la primauté des stipulations contractuelles des CPP, notamment l'Annexe « Procédure comptable».

- Décret n°2023-1738 du 12 octobre 2023

Ce décret renforce le dispositif national de suivi en fixant les modalités de contrôle, de vérification **et d'audit** des activités amont. Il précise :

- les responsabilités des administrations compétentes ;
- les procédures de vérification ;

- les délais et modalités d'audit des coûts pétroliers.

➢ Textes fiscaux spécifiques au secteur pétrolier

Notamment le Décret n°2022-1858 du 12 octobre 2022 relatif aux modalités fiscales applicables à l'amont pétrolier, qui encadre :

- l'évaluation de l'assiette fiscale ;
- les dépenses déductibles ;
- les mécanismes de contrôle fiscal.

L'ensemble de ce cadre constitue la base légale des travaux de contrôle menés par l'État.

(ii) **Mécanismes de suivi, de validation et d'audit des coûts**

Le suivi des coûts pétroliers s'appuie sur un dispositif contractualisé (CPP) et renforcé par des mécanismes réglementaires. Les principaux processus sont résumés ci-après.

Mécanisme	Organes Responsables	Base Légale & Processus
1. Contrôle Contractuel et Opérationnel	Comités de Gestion (COG) : Composés de représentants de la SNPC (Société Nationale des Pétroles du Congo) et de l'opérateur pétrolier.	Stipulations Contractuelles : Les CPP contiennent une Annexe sur la Procédure Comptable qui définit précisément les coûts récupérables. Le COG approuve les budgets annuels de travail et de dépenses (*Work Program and Budget* - WPB). C'est le premier niveau de validation des dépenses futures.
2. Audit de l'État (Audit des Coûts Pétroliers)	Direction Générale de l'Économie, de l'Audit et du Trading Pétrolier (DGEATP) et Inspection Générale des Hydrocarbures (IGH), sous l'autorité du Ministère des Hydrocarbures et du Ministère des Finances.	Décret n° 2023-1738 du 12 octobre 2023 : Ce texte renforce le droit d'audit de l'État. L'audit vise à s'assurer : a) De la réalité et de la sincérité des coûts (*due diligence*). b) De leur correcte imputation et de leur conformité aux WPB approuvés par les COG. c) Du respect du principe de l'«*Arm's Length Transaction* » (transactions entre parties indépendantes), crucial pour contrôler les transactions entre entités affiliées et prévenir le transfert de bénéfices.
3. Contrôle des Prix de Cession (Trading)	DGEATP et SNPC (pour le pétrole d'État).	Code des Hydrocarbures (Loi 28-2016) : Le prix de référence utilisé pour les calculs fiscaux (le "prix fixé") doit être basé sur des transactions entre acheteurs et vendeurs indépendants.

(iii) Divulgation des coûts pétroliers

➢ Divulgation réglementaire

Le cadre juridique actuel ne prévoit pas la publication systématique :

- des rapports d'audit des coûts pétroliers,
- des conclusions des audits fiscaux.

Ces documents demeurent destinés aux administrations compétentes et ne sont pas rendus publics.

- Divulgation ITIE

Dans le cadre du présent rapport ITIE, la SNPC, la Direction Générale de l'Amont Pétrolier (DGAP) et les entreprises pétrolières ont été invitées à déclarer les coûts pétroliers par projet (CPP).

Les données collectées figurent en Annexe 15.

NB : La vérification de l'exactitude et de la conformité des coûts pétroliers ne fait pas partie du périmètre des travaux réalisés pour ce rapport. Seules les données déclarées ont été restituées.

4.10.2. Secteur minier

Le secteur minier, bien que moins développé que celui des hydrocarbures, est régi par un cadre juridique qui encadre le suivi des investissements et des coûts des projets, principalement dans le cadre de l'évaluation fiscale et du contrôle des obligations prévues par les Conventions Minières.

(i) Cadre réglementaire applicable

Le suivi des coûts dans le secteur minier est défini par :

- La Loi n°4-2005 du 11 avril 2005 portant Code Minier

Toujours en vigueur pour les titres accordés sous son égide, elle fixe les principes de gestion des activités minières (exploration, exploitation, fiscalité, amortissement des investissements...).

- **Ses textes d'application, notamment** le Décret n°2007-274 du 21 mai 2007 précisant les modalités d'application du Code Minier.
- Les Conventions Minières

Ces conventions constituent le principal instrument contractuel pour :

- encadrer les dépenses d'exploration et d'exploitation ;
- définir les conditions d'amortissement ;
- préciser les obligations fiscales, techniques et environnementales ;
- établir les engagements d'investissement obligatoires.

Elles sont le niveau le plus détaillé de réglementation des coûts.

(ii) **Mécanismes de suivi et d'audit des coûts**

Le contrôle des coûts dans le secteur minier repose sur deux piliers :

Mécanisme	Organes Responsables	Base Légale & Processus
1. Contrôle de l'Investissement et Amortissement	Direction Générale des Impôts et Domaines (DGID).	Code Minier (Loi 4-2005) et Conventions Minières : Les Conventions fixent les conditions d'amortissement des investissements. La DGI contrôle les dépenses déclarées par les sociétés minières pour déterminer l'assiette de l'Impôt sur les Sociétés (IS). L'audit fiscal vérifie la déductibilité des coûts d'exploration et d'investissement.

Mécanisme	Organes Responsables	Base Légale & Processus
2. Surveillance Technique	Direction Générale des Mines (DGM).	La DGMG assure la surveillance des activités techniques, y compris l'évaluation des ressources et la validation des rapports de faisabilité. Bien que non directement un audit financier, cela permet de valider la cohérence entre les investissements déclarés et les travaux physiques réalisés sur le terrain.

(iii) Divulgation des coûts miniers

➢ Divulgation réglementaire

Le cadre réglementaire ne prévoit pas la publication des données détaillées sur les coûts ou les rapports d'audit des dépenses minières. Les informations financières et opérationnelles sont considérées comme sensibles et confidentielles, notamment en raison de la prédominance des sociétés privées dans le secteur.

➢ Déclaration ITIE des coûts par projet

Dans le cadre de l'élaboration du présent Rapport ITIE 2023, les entreprises minières ont été sollicitées pour déclarer leurs coûts ventilés par projet. Cependant, aucune des sociétés n'a transmis les informations.

4.10.3. Secteur forestier

(i) Cadre réglementaire

Le suivi des coûts et obligations dans le secteur forestier repose sur :

- La Loi n° 33-2020 du 8 juillet 2020 portant Code Forestier ; et
- Les Conventions d'Aménagement et de Transformation (CAT) : Elles définissent, pour chaque entreprise les obligations d'investissement, le calendrier d'aménagement forestier et les superficies exploitables et aménageables. Ces conventions constituent le principal document contractuel pour le suivi des obligations techniques et financières.

(ii) **Mécanismes de suivi et d'audit**

Mécanisme	Organes Responsables	Base Légale & Processus
Contrôle des Volumes et Assiettes Fiscales	Direction Générale de l'Économie Forestière (DGEF) et DGID/Direction Générale des Douanes (DGDDI).	Code Forestier (Loi 33-2020) : L'audit dans ce secteur se concentre sur la vérification physique des volumes (grumes et bois transformé) et des surfaces exploitées pour valider l'assiette des taxes. Les taxes forestières sont basées sur le volume (Taxe d'Abattage) et la superficie (Taxe de Superficie). Un contrôle rigoureux de ces données est essentiel pour s'assurer que les entreprises déclarent correctement leur production

Mécanisme	Organes Responsables	Base Légale & Processus
Suivi des Obligations de Transformation	Ministère de l'Économie Forestière (via la DGEF)	Le nouveau Code Forestier et la décision d'interdiction des grumes (en vigueur depuis janvier 2023) imposent aux entreprises des obligations d'investissement dans des usines de transformation locales. Le suivi porte sur la réalisation de ces investissements et la capacité de transformation des entreprises (Source : Rapports sur la mise en œuvre du Code Forestier).

(iii) Divulgation des coûts miniers

- Divulgation réglementaire

Le cadre juridique du secteur forestier ne prévoit aucune obligation de publication des coûts d'exploitation ou d'investissement par projet (UFA).

Les informations financières des entreprises forestières sont considérées comme commercialement sensibles. La majorité des entreprises étant privées et non cotées, elles ne sont pas tenues de publier leurs états financiers ni leurs coûts opérationnels.

- Déclaration ITIE des coûts par projet

Dans le cadre de l'élaboration du présent Rapport ITIE 2023, les entreprises forestières ont été sollicitées pour déclarer leurs coûts ventilés par projet. Cependant, aucune des sociétés n'a transmis les informations.

5. Affectation des revenus

5.1. Répartition des revenus provenant des industries extractives

5.1.1. Revenus extractifs **alloués au budget de l'Etat**

Au Congo, la collecte et la gestion des recettes publiques, y compris celles issues des secteurs pétrolier, minier et forestier, sont encadrées par la Loi n° 36-2017 portant loi organique relative aux lois de finances et par le Règlement général de la comptabilité publique (Décret n° 2018-67 du 1er mars 2018). Ces textes consacrent les **principes d'universalité, d'unité et d'unicité** du compte du Trésor, auxquels sont soumises toutes les recettes de l'État.

Les recettes extractives sont assises, liquidées, émises, prises en charge et recouvrées par les régies financières sectorielles, conformément au Code général des impôts, au Code minier, au Code forestier et au Code de l'environnement :

- Direction générale du Trésor (DGT) : dividendes issus des participations de l'État et transferts des revenus de commercialisation des parts de l'État gérées par la SNPC-Mandat, ainsi que les redevances et taxes minières et forestières ;
- Direction générale des impôts et des domaines (DGID) : impôts et taxes relevant du Code général des impôts et de la fiscalité minière et forestière ;
- Direction générale des douanes et droits indirects (DGDDI) : droits et taxes douanières ;
- **Ministère de l'Environnement :** paiements environnementaux prévus par le Code de l'environnement et par les dispositions contractuelles.

Toute affectation de ressources publiques à une collectivité locale ou à un organisme public est assurée exclusivement par le Trésor public, dans le respect du RGCP.

La Direction générale du Trésor transmet quotidiennement la situation des recettes à la Direction des études et de la planification du ministère des Finances pour l'élaboration du Tableau des **opérations financières de l'État (TOFE)**.

5.1.2. Revenus extractifs **non alloués au budget de l'Etat** ou non intégralement **reversés au budget de l'État**

Bien que les recettes publiques soient soumises au principe d'unicité du compte du Trésor, plusieurs mécanismes propres aux secteurs pétrolier, gazier et forestier entraînent des déductions, compensations ou affectations directes avant le versement des revenus à l'État.

Les principales exceptions observées en 2023 sont les suivantes :

a) Mandats de commercialisation (SNPC, TotalEnergies EP Congo, ENI Congo)

- SNPC-Mandat : les revenus issus de la commercialisation des parts de l'État sont versés au Trésor nets :
  - des remboursements des accords de préfinancement avec les traders ;
  - des versements au compte séquestre dédiés aux projets d'infrastructures financés par la Chine ;
  - de la commission de commercialisation.
- TotalEnergies EP Congo : commercialise, selon un mandat de 1996, une partie de la RMP et le Profit Oil du permis Yanga-Sendji. Les reversements à l'État sont diminués des droits de trafic maritime et des coûts de mise à disposition de personnel prévus par le mandat.
- ENI Congo – Gaz CEC : ENI vend le gaz du permis Marine XII pour le compte de la CEC dans le cadre d'un accord distinct non publié. Les montants non réglés par la CEC sont compensés sur les droits de l'État dans la production pétrolière opérée par ENI.

b) Accords de préfinancement gagés sur les recettes pétrolières

Les accords conclus avec Trafigura, Glencore et Orion prévoient le remboursement des dettes par livraisons directes de cargaisons appartenant à l'État. En 2023, plusieurs cargaisons ont été livrées en remboursement, réduisant d'autant les recettes versées au Trésor.

c) Projets d'infrastructures financés par la Chine

Les prêts concessionnels accordés par la Chine sont garantis par des revenus pétroliers. Les ventes de brut à la Chine alimentent un compte séquestre à la China Exim Bank, utilisé exclusivement pour le service de la dette. Ces montants ne transitent donc pas par le budget national.

d) Accords de compensation dans le secteur forestier

Onze sociétés forestières exécutent des travaux d'infrastructures en contrepartie de compensations fiscales (taxe d'abattage, taxe de superficie). Les recettes forestières perçues par le Trésor sont donc nettes des compensations appliquées.

e) Provisions pour la réhabilitation des sites (Pétrole/Gaz/Mines)

Des montants sont constitués sous forme de provisions ou de garanties financières dédiées à la réhabilitation des sites d'exploitation pétrolière et minière (démantèlement des installations en mer ou sur terre) à la fin de la vie des champs. Ces fonds, bien que relevant d'une obligation légale ou contractuelle, sont souvent :

- Conservés sur des comptes séquestres ou des comptes dédiés ouverts au nom des opérateurs.
- Gérés hors du circuit budgétaire de l'État pendant la période de production.

Le montant de ces provisions n'est donc pas comptabilisé comme une recette publique avant d'être potentiellement utilisé pour les travaux de réhabilitation.

f) Fonds Spéciaux (Forêt et Environnement)

Certaines recettes issues des secteurs extractifs (notamment la foresterie, mais aussi potentiellement d'autres redevances environnementales) peuvent être affectées à des Fonds Spéciaux ou des Comptes d'Affectation Spéciale (CAS) dont les ressources sont dédiées à des objectifs précis, tels que la gestion durable des forêts ou la protection de l'environnement.

- Fonds Forestier National (FFN) : Les redevances forestières (notamment une partie de la Taxe de Superficie) pourraient être affectées au FFN pour financer des actions de reboisement, d'aménagement forestier ou de contrôle.
- Autres Fonds Environnementaux : Des contributions ou amendes liées à l'impact environnemental des activités extractives peuvent être dirigées vers des fonds spécifiques.

Ces fonds ne transitent qu'en partie ou pas du tout par le budget général de l'État et constituent des revenus non-intégralement reversés au Trésor public.

g) Autres flux non budgétaires

- Recettes propres de la SNPC et SONAREP, encaissées sur les comptes bancaires de ces entreprises publiques et non reversées au budget ;
- Paiements sociaux obligatoires ou volontaires, exécutés directement par les entreprises extractives au bénéfice des communautés, sans transiter par les comptes de l'État.

5.1.3. Comptabilisation budgétaire des recettes extractives

La comptabilisation des recettes issues des secteurs pétrolier, minier et forestier s'appuie sur la nomenclature du Budget général de l'État et sur les règles du Règlement général de la comptabilité publique. Chaque secteur obéit à des modalités spécifiques de déclaration et d'enregistrement, conformément à la nature des flux et aux mécanismes contractuels ou réglementaires qui les encadrent.

(i) Secteur pétrolier

Les recettes pétrolières sont enregistrées dans la rubrique « A1.2 – Recettes pétrolières », couvrant notamment :

- les *produits de vente de cargaisons* ;
- les *produits de commercialisation* des parts de l'État ;
- les *bonus pétroliers* ;
- les revenus issus des *zones d'unitization*.

Principe comptable appliqué

Les recettes pétrolières sont constatées en brut, y compris lorsque certaines sommes ont fait l'objet :

- de pré-affectations contractuelles (projets d'infrastructures financés par la Chine) ;
- de prélèvements préalables (accords de préfinancement avec les traders) ;
- de compensations opérées par les sociétés sous mandat (coûts d'exploitation, charges afférentes au gaz destiné à la CEC).

Ces prélèvements ne diminuent pas les recettes inscrites au budget. Ils sont enregistrés en « 2.1 dépenses courantes », au sein de la rubrique « Transferts pétroliers », laquelle comprend notamment :

- la taxe maritime ;
- les coûts Yanga–Sendji ;
- le fonctionnement CEC ;
- le transfert CORAF ;
- Autres transferts

Le secteur pétrolier applique ainsi un schéma comptable "recettes brutes – charges en dépenses".

(ii) Secteur minier

Les recettes minières sont comptabilisées selon leur nature :

- A1.1.1 – Recettes fiscales, pour les impôts, taxes et droits acquittés par les opérateurs (IS, droits de douane, TVA, impôts directs et indirects).
- A1.1.2 – Autres recettes, pour les flux non fiscaux (redevances minières, dividendes, redevance superficiaire, frais administratifs, amendes).

Principe comptable appliqué

Les revenus miniers sont enregistrés directement pour les montants effectivement recouvrés, sans mécanismes de pré-affectation ni compensation sur taxes.

(iii) Secteur forestier

Les recettes minières sont comptabilisées selon leur nature :

- A1.1.1 – Recettes fiscales, pour les impôts, taxes et droits acquittés par les opérateurs (IS, droits de douane, TVA, impôts directs et indirects).
- A1.1.2 – Autres recettes, pour les flux non fiscaux (Taxe d'abattage, taxe de superficie, frais administratifs, amendes).

Principe comptable appliqué

Les protocoles d'accord conclus entre l'État et certaines sociétés forestières prévoient la réalisation d'infrastructures compensées sur les taxes dues. En conséquence :

- les recettes forestières sont comptabilisées en net, après compensation ;
- les montants compensés ne sont pas retracés en dépenses, contrairement au secteur pétrolier.

Le secteur forestier applique un schéma "recettes nettes – compensations hors budget".

(iv) Synthèse

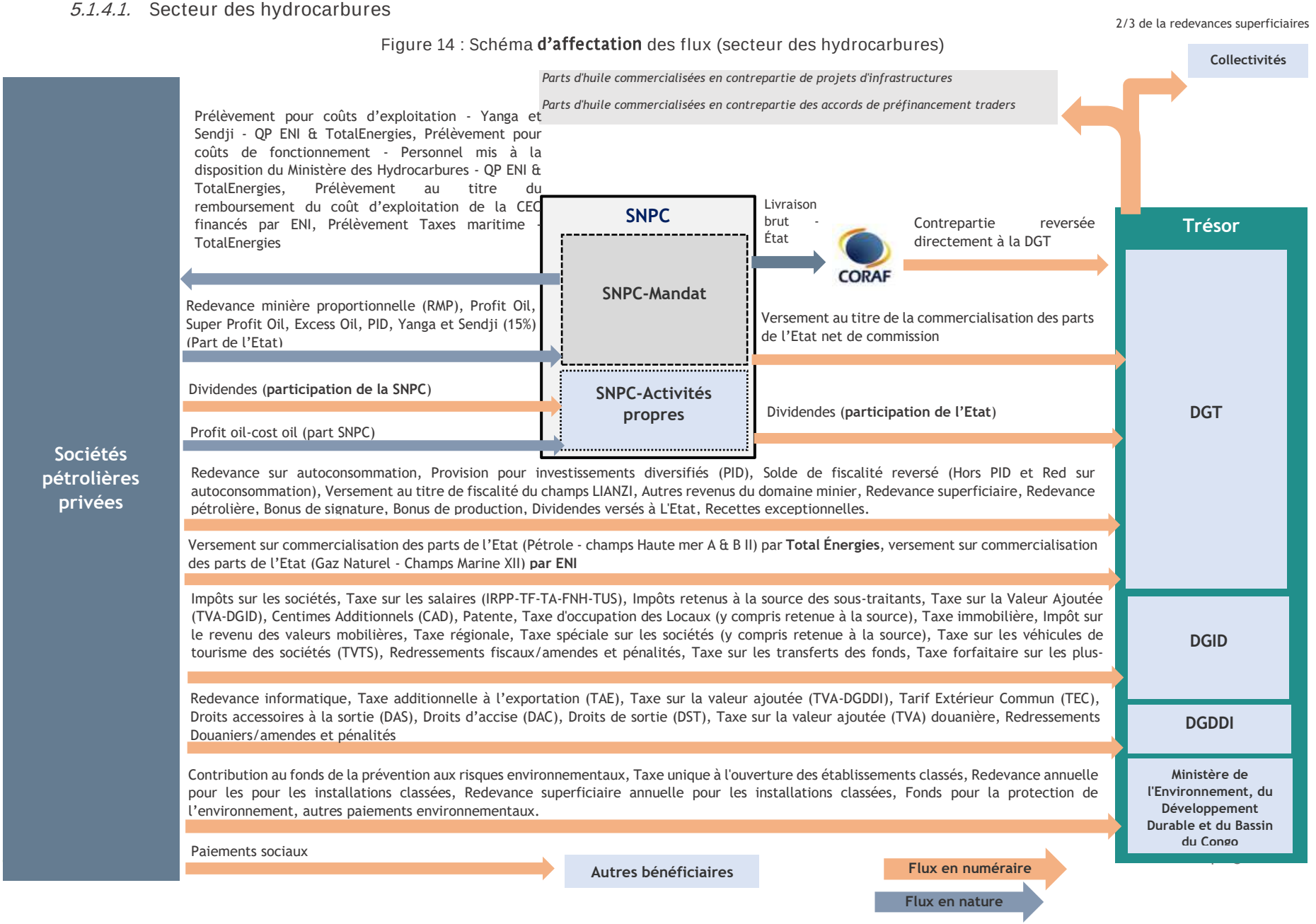
Les modalités de comptabilisation diffèrent selon les secteurs :

Secteur	Mode d'enregistrement	Rubrique	Traitement des compensations/déductions
Pétrolier	Recettes brutes	A1.2	Déductions inscrites en dépenses (2.1 – Transferts pétroliers)
Minier	Recettes nettes encaissées	A1.1.1 Recettes fiscales A1.1.2 Autres recettes	Pas de compensation
Forestier	Recettes nettes après compensation	A1.1.1 Recettes fiscales A1.1.2 Autres recettes	Compensations opérées avant comptabilisation, non visibles dans les dépenses

5.1.4. Schéma **d'affectation des flux du secteur extractif**

5.1.4.1. Secteur des hydrocarbures

Figure 14 : Schéma **d'affectation** des flux (secteur des hydrocarbures)



5.1.4.2. Secteur minier

Figure 15 : Schéma **d'affectation des** flux (secteur minier)



5.1.4.3. Secteur forestier

Figure 16 : Schéma **d'affectation** des flux (secteur forestier)



5.1.5. Rapprochement des transactions inscrites au TOFE

Le rapprochement entre les données ITIE 2023 et les montants inscrits dans le TOFE a pour objectif d'assurer la cohérence entre les revenus pétroliers tels que déclarés par les entités publiques et privées, et leur enregistrement effectif dans le budget de l'État.

L'analyse a été effectuée en distinguant les recettes pétrolières (A1.2) et les dépenses afférentes (Transferts pétroliers – rubrique 2.1 du budget).

(i) Rapprochement des recettes pétrolières (A1.2 – Recettes pétrolières)

Les montants enregistrés dans le TOFE 2023 pour la rubrique A1.2 – Recettes pétrolières s'élèvent à 1 313,28 milliards FCFA. Les données ITIE consolidées totalisent 1 388,66 milliards FCFA, soit un écart global de 75,38 milliards FCFA. Le détail de cet écart se présente comme suit :

Rapprochement des recettes

			Données ITIE en milliards FCFA									
		TOFE 2023	Transfert commercialisation Parts de l'Etat (SNPC) à l'export	Transfert commercialisation Parts de l'Etat (SNPC à CORAF	Transfert commercialisation Parts de l'Etat (TEP Congo)	Commercialisation Gaz MHC - AKSA	Revenus de commercialisation (en contrepartie de projets d'infrastructures de la Chine)	Revenus de commercialisation (remboursement des Traders)	Transferts pétroliers	Bonus de production (déclaration DGT)	ITIE 2023	Ecart
A1.2-Recettes pétrolières	Désignation du poste	1 313,28	301,29	367,80	0,36	1,23	264,14	311,31	133,62	8,31	1 388,66	75,38
Produits de vente de cargaisons	Produits de vente des cargaisons par la société nationale des pétroles du Congo (SNPC) (*)	1 133,57	301,29	336,25	-	-	264,14	311,31	-	-	1 213,00	79,43
Transferts pétroliers	Contrepartie en dépense (**)	127,51	-	-	-	-	-	-	134,22	-	134,22	6,72
Produits de commercialisation	Produits de commercialisation par les autres sociétés	43,18	-	31,54	0,36	1,23	-	-	-	-	33,13	(10,05)
Bonus pétrolier	Bonus pétrolier	9,03	-	-	-	-	-	-	-	8,31	8,31	(0,72)

(*) Les revenus de commercialisation compensés (dette chinoise et préfinancements Traders) déclarés par la SNPC-Mandat, ainsi que les revenus transférés par TotalEnergies EP Congo et par ENI Congo (pour le gaz), sont initialement reportés en dollars américains (USD). Afin de permettre leur rapprochement avec les recettes budgétaires inscrites en francs CFA dans le TOFE, ces montants ont été convertis en FCFA sur la base du taux moyen annuel 2023, soit USD/FCFA = 605,94.

Les écarts observés peuvent, entre autres, résulter de la différence entre ce taux moyen et les taux effectivement appliqués par le Trésor lors de l'enregistrement comptable des recettes de commercialisation.

Conformément au rapport d'exécution budgétaire 2023, les revenus de commercialisation affectés au remboursement des projets d'infrastructures financés par la Chine et des préfinancements accordés par les Traders sont retracés dans la rubrique « Produits de vente de cargaisons » du TOFE. Toutefois, les remboursements correspondants ne sont pas identifiables dans les dépenses budgétaires.

(**) Les transferts de revenus de commercialisation (pétrole et gaz) opérés par TotalEnergies EP Congo et ENI Congo ne sont pas identifiés séparément dans le TOFE. L'examen du rapport d'exécution budgétaire 2023 (page 11) indique néanmoins que les produits de commercialisation des sociétés autres que la SNPC sont regroupés dans la sous-rubrique « Produits de commercialisation », sans distinction par opérateur.

(ii) Rapprochement des dépenses : Transferts pétroliers (rubrique 2.1 du budget)

Les Transferts pétroliers, inscrits dans la rubrique 2.1 – Dépenses courantes, retracent les déductions opérées avant reversement des recettes pétrolières à l'État. Le montant total inscrit au TOFE s'élève à 127,50 milliards FCFA, contre 134,22 milliards FCFA selon les données ITIE, soit un écart de 6,72 milliards FCFA. Le détail de cet écart se présente comme suit :

Rapprochement des dépenses (Transferts Pétroliers)

			Données ITIE en milliards FCFA (*)										
			Prélèvements						Compensation	Financement	Subvention		
		TOFE 2023	Remboursement du coût d'exploitation de la CEC (ENI Congo)	Remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - (ENI Congo)	Remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - (TEP Congo)	Taxes maritime (TEP Congo)	Remboursement de Personnel mis à la disposition du MHC (ENI Congo)	Remboursement de Personnel mis à la disposition du MHC (TEP Congo)	Gaz ENI impayé (CEC), recouvré par compensation sur les droits de l'État	Revenus de ventes (Part de l'Etat) dans la Gaz non recouvrés CEC	Livraison CORAF	Total ITIE 2023	Ecart
Transferts Pétroliers	Désignation du poste	127,50	75,2	5,1	7,6	1,8	0,2	(0,3)	2,7	4,3	37,0	134,22	6,72
Taxe maritime	Prélèvement Taxes maritime	1,57	-	-	-	1,80	-	-	-		-	1,80	0,23
Yanga-Sendji	Prélèvement remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji	12,63	-	5,09	7,59	-	-	-	-		-	12,68	0,04
Fonctionnement CEC	Prélèvement (remboursement du coût d'exploitation de la CEC	75,26	75,24	-	-	-	-	-	2,70	4,27	-	82,21	6,95
Transfert CORAF	Subvention CORAF (**)	37,57	-	-	-	-	-	-	-		37,02	37,02	(0,55)
Autres transferts	Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp ENI Congo & Total Énergies	0,48	-	-	-	-	0,22	0,30	-		-	0,53	0,05

(*) Les dépenses prises en compte dans le présent rapport ITIE ont été initialement déclarées en dollars américains (USD). Afin de permettre leur rapprochement avec les montants budgétaires inscrits en francs CFA dans le TOFE, ces dépenses ont été converties en FCFA sur la base du taux de change moyen annuel 2023, soit USD/FCFA = 605,94. Les écarts observés entre les données ITIE et les montants budgétaires peuvent notamment résulter de la différence entre ce taux moyen et les taux de change effectivement appliqués par le Trésor au moment de l'enregistrement comptable des opérations.

(**) Le détail des volumes livrés à la CORAF au titre des parts d'huile de l'État est présenté en annexe 12. La subvention correspondante a été reconstituée comme suit :

Désignation		En milliard de FCFA	Source
Livraison CORAF 2023 bbl	(a)	5 463 001	*SNPC mandat*
Prix fiscal moyen (Djéno Mélange)	(b)	79,42	*DGAP*
Prix fiscal moyen subventionné	(c)	68,24	*Déclaration SNPC-mandat (listing livraisons CORAF 2023*
Subvention reconstituée en Usd	(d) = (a)* ((b)-(c))	61 083 426	
Subvention reconstituée en FCFA	(e) = (d) * 606	37 016 555 965	
Subvention reconstituée en milliards FCFA	(f) = (e)/1milliards	37,02	
Transfert CORAF	(g)	37,57	TOFE 2023
Différence de reconstitution	(h) = (f) – (g)	(0,55)	

Note générale

Les écarts relevés entre les données ITIE 2023 et les montants figurant dans le TOFE 2023 ont été présentés et discutés lors d'une séance de travail avec la Direction des Études et de la Planification (DEP) le 29 octobre 2025. Au cours de cet échange, l'équipe ITIE a partagé l'ensemble des sources utilisées et a rappelé l'importance d'une meilleure documentation des écarts pour renforcer la transparence et la fiabilité des informations budgétaires.

.

5.2. Transferts infranationaux

5.2.1. Secteur des hydrocarbures

5.2.1.1. Recensement des dispositions réglementaires

Le cadre juridique régissant les transferts infranationaux dans le secteur des hydrocarbures en République du Congo est structuré autour des textes ci-après :

Tableau 117 : Cadre réglementaire des transferts infranationaux (secteur des hydrocarbures)

Nature du transfert	Texte	Description	Entité de gestion
Transfert au titre de la redevance superficiaire	Loi n°28-2016 nouveau Code-des-hydrocarbures	L'article 157 prévoit que la redevance superficiaire est perçue annuellement et bénéficie en priorité aux collectivités locales.	Direction Générale du Trésor
	Décret n°2000-186 du 12 août 2000 fixant les taux et les règles de perception, recouvrement et gestion de la redevance superficiaire	L'article 4 du décret 2000-186, repartit la redevance comme suit : - un tiers (1/3) au budget de l'État ; - deux tiers (2/3) aux budgets des collectivités locales. L'application effective nécessite un arrêté précisant les collectivités bénéficiaires et la clé de répartition. Les dispositions de ce décret ont été remplacées par les lois de finances 2021 et 2022.	
	Loi n°51-2021 du 31 décembre 2021 portant loi de finances pour l'année 2022 Et Loi n° 37-2021 du 13 août 2021 portant loi de finances rectificative pour l'année 2021	Les 2/3 de la redevance superficiaire sont transférés au *Fonds de Développement des Collectivités Locales* (FDCL). Le FDCL répartit ses ressources comme suit : **• 40 % à la collectivité génératrice de la recette ;** **• 60 % répartis de manière équitable entre les** autres collectivités. Le fonds est également alimenté par : – 50 % de la taxe superficiaire forestière ; – les frais de délivrance liés aux autorisations de transport routier et automobile.	

5.2.1.2. Transferts réalisés en 2023

Selon la déclaration de la Direction Générale du Trésor, **aucun transfert n'a été effectué en 2023** au titre de la redevance superficiaire issue du secteur des hydrocarbures.

Sur la base des recettes effectivement recouvrées, le montant qui aurait dû être transféré en application de la règle des 2/3 s'élève à 63 071 608 FCFA, calculé comme suit : 96 607 412 FCFA × 2/3 = 63 071 608 FCFA.

Toutefois, la répartition opérationnelle par collectivité locale n'a pas pu être déterminée. L'absence d'informations détaillées sur les permis par zone administrative n'a pas permis d'identifier les collectivités bénéficiaires ni d'établir les montants qui leur étaient individuellement destinés.

5.2.2. Secteur minier

5.2.2.1. Recensement des dispositions réglementaires

À ce jour, aucune disposition légale ou réglementaire en vigueur ne prévoit de mécanismes de transferts infranationale spécifiques au secteur minier. Les recettes issues des activités minières sont donc intégralement centralisées au Trésor public, sans obligation de réaffectation directe aux collectivités locales.

5.2.2.2. Transferts réalisés en 2023

Conformément à ce cadre juridique, **aucun transfert infranational n'a été effectué en 2023** au titre des revenus miniers.

5.2.3. Secteur forestier

5.2.3.1. Recensement des dispositions réglementaires

Le cadre juridique régissant les transferts infranationaux dans le secteur forestier en République du Congo est structuré autour des dispositions du Code forestier et des lois de finances. Les principaux mécanismes identifiés sont présentés dans le tableau ci-après.

Tableau 118 : Cadre réglementaire des transferts infranationaux (secteur forestier)

Nature du transfert	Texte	Description	Entité de gestion
Transferts des taxes forestières et des taxes superficiaires	**L'article 112** du Code forestier	Prévoit des prélèvements au profit des collectivités locales, des communautés locales et des populations autochtones, portant notamment sur : ✓ la taxe sur les produits forestiers non ligneux ; ✓ **la taxe d'occupation ;** ✓ une quotité de la taxe de superficie. La loi de finances détermine les modalités de répartition de la taxe de superficie. Les droits et taxes affectés aux communautés locales alimentent le *Fonds de développement local*.	Direction Générale du Trésor
	Loi n° 37-2021 du 13 août 2021 portant loi de finances rectificative pour l'année 2021	Affecte 50 % de la taxe de superficie forestière au Fonds de Développement des Collectivités Locales (FDCL). Le fonds répartit ses ressources comme suit : • 40 % à la collectivité génératrice de la recette ; • **60 % entre les autres collectivités locales, de manière équitable**. Le fonds est également alimenté par : • 2/3 de la redevance superficiaire pétrolière ; •les frais liés aux autorisations de transport routier et automobile.	

Nature du transfert	Texte	Description	Entité de gestion
Transferts au fonds forestier	**L'article 107** du Code forestier	Le Fonds forestier est un compte spécial du Trésor dédié à la mise en valeur, à la gestion durable et à la conservation des ressources forestières et fauniques. Il est alimenté notamment par : - 100% de la taxe d'abattage ; - 100% de la taxe sur les produits forestiers accessoires ; - 100% de la taxe de déboisement ; - 50% de la taxe de superficie ; - les subventions diverses, les dons et legs ; - 50% des recettes de la vente des bois provenant du domaine forestier de l'État ; - les taxes relatives à l'exploitation de la faune sauvage ; - 30% des amendes et produits saisis au profit de l'administration des eaux et forêts.et	Direction Générale du Trésor

5.2.3.2. Transferts réalisés en 2023

a) Transferts au titre de la taxe de superficie forestière

Selon la déclaration de la Direction Générale du Trésor, les transferts infranationaux au profit des collectivités locales au titre de la taxe de superficie forestière se sont élevés à 604 617 636 FCFA en 2023.

Le détail de répartition par collectivité est présenté en annexe 31.

Sur la base des données ITIE 2023, les transferts théoriques sont reconstitués comme suit :

Flux	Montant en FCFA
Taxe superficiaire (secteur forestier : données ITIE 2023) (a)	1 223 482 869 (*)
% d'allocation (b)	50%
Montant théorique à allouer aux collectivités (c) = (a) * (b)	611 741 435
Montant effectivement alloués selon la DGT (d)	604 617 636
Différence (e) = (c) – (d)	*7 123 799*

(*) nettes de compensation.

Sous réserves de l'écart de reconstitution ci-dessus, le détail d'affectation par société selon les données ITIE 2023, se présente comme suit :

Entreprise	Taxe superficiaire 2023	% allocation	Montant théorique à allouer aux collectivités par entreprise
SEFYD	413 862 960	50,00%	206 931 480
IFO	280 600 600	50,00%	140 300 300
ENTREPRISE CHRISTELLE	119 389 200	50,00%	59 694 600
THANRY CONGO	119 310 920	50,00%	59 655 460
CIB OLAM	103 000 859	50,00%	51 500 430
MOKABI	47 830 474	50,00%	23 915 237
LIKOUALA TIMBER	41 933 413	50,00%	20 966 707

Entreprise	Taxe superficiaire 2023	% allocation	Montant théorique à allouer aux collectivités par entreprise
LDSR	20 000 000	50,00%	10 000 000
BOIS et PLACAGE LOPOLA	11 800 000	50,00%	5 900 000
AFRIWOOD INDUSTRIE	10 467 000	50,00%	5 233 500
ADL	10 100 000	50,00%	5 050 000
SOCIETE BOIS TROPICAAUX DU CONGO	10 000 000	50,00%	5 000 000
AGRI TRANS ET CO	8 000 000	50,00%	4 000 000
SFIB	7 981 000	50,00%	3 990 500
FORALAC	6 180 000	50,00%	3 090 000
CB MULTI SERVICE	5 129 300	50,00%	2 564 650
CODEKO	5 000 000	50,00%	2 500 000
CITB QUATOR	2 897 143	50,00%	1 448 572
Total	1 223 482 869		611 741 435

b) Transferts au profit du Fonds forestier

Pour l'exercice 2023, selon les informations transmises par la Direction Générale du Trésor (DGT), le Fonds forestier a enregistré des ressources totalisant 3 423 927 797 FCFA, comprenant :

- un reliquat de 550 000 000 FCFA, correspondant à un transfert de l'exercice 2022 encaissé en 2023 ;
- des encaissements effectifs de 2 873 927 797 FCFA imputés à l'exercice 2023.

La DGT n'a toutefois pas communiqué le détail des montants transférés par nature de flux. En outre, **le rapport annuel de gestion du Fonds forestier n'a pas été rendu public**, ce qui ne permet pas de documenter les modalités d'utilisation des ressources du fonds pour l'exercice 2023.

5.3. Procédures d'élaboration et du contrôle budgétaire

5.3.1. Le processus national d'élaboration du budget

L'élaboration du budget de l'État est encadrée par la Loi organique n°36-2017 du 3 octobre 2017 relative aux lois de finances, qui fixe les règles de préparation, d'adoption, d'exécution et de contrôle de la loi de finances annuelle.

Étapes	Description
Préparation du budget	Le Gouvernement prépare chaque année un projet de loi de finances conformément au calendrier budgétaire établi par le Ministère de l'Économie et des Finances. La préparation s'appuie sur : • le cadrage macroéconomique et budgétaire pluriannuel, conduit par le Comité Permanent de Cadrage Macroéconomique et Budgétaire (CPCMB) ; • le Cadre Budgétaire à Moyen Terme (CBMT) et les Cadres de Dépenses à Moyen Terme (CDMT) ;

Étapes	Description
	• les prévisions de recettes fiscales, minières, forestières et pétrolières, élaborées avec les administrations concernées (DGI, DGDDI, DGEF, DGAP, SNPC, TotalEnergies EP Congo, ENI Congo). Les ministères préparent leurs propositions budgétaires sur la base des plafonds transmis par le Ministère des Finances et des priorités fixées par le Gouvernement.
Arbitrage et finalisation	Le projet consolidé de loi de finances est soumis au Conseil des ministres, puis transmis au Parlement au plus tard le 15 octobre, conformément à la Loi organique de 2017.
Adoption par le parlement	Le projet est examiné successivement par : • l'Assemblée nationale, • le Sénat, • les Commissions Économie et Finances des deux chambres, sur la base du rapport préalable de la Cour des comptes et de discipline budgétaire (CCDB) concernant l'exécution budgétaire de l'exercice précédent. La loi de finances doit être adoptée avant le 31 décembre.
Exécution du budget	L'exécution budgétaire suit les règles du Règlement général de la comptabilité publique et implique : • les ordonnateurs, • les contrôleurs budgétaires, • les administrateurs de crédits, • les comptables publics du Trésor. Elle comprend quatre étapes : engagement, liquidation, ordonnancement, paiement. Les recettes de l'État, y compris celles provenant des industries extractives, sont intégralement centralisées au Trésor public conformément au principe d'universalité budgétaire.

5.3.2. Contrôle d'exécution budgétaire

Le contrôle de l'exécution du budget est assuré à trois niveaux :

a) Contrôle administratif interne

Effectué par :

- **l'Inspection générale des finances (IGF)** ;
- la Direction générale du contrôle budgétaire (DGCB) ;
- les contrôleurs budgétaires affectés dans les ministères.

Il porte sur la régularité, la sincérité et l'opportunité des dépenses, ainsi que sur l'effectivité de la livraison des biens et services.

b) Contrôle juridictionnel

Assuré par la Cour des comptes et de discipline budgétaire (CCDB), chargée :

- de vérifier la conformité des comptes de l'État ;

- d'établir le rapport annuel sur la loi de règlement ;
- de sanctionner les fautes de gestion.

c) Contrôle parlementaire et transparence

Le Parlement exerce un contrôle permanent sur l'exécution du budget à travers :

- les rapports trimestriels et annuels d'exécution budgétaire,
- la loi de règlement,
- les rapports de la Cour des comptes.

5.3.3. Disponibilité des documents budgétaires

le tableau ci-après présente l'inventaire des principaux documents budgétaires publiés par les institutions nationales, leur disponibilité ainsi que leur accessibilité publique.

Type de document	Contenu / Utilité	Institution responsable	Disponibilité publique	Lien (si disponible)
Lois de finances	Prévision annuelle des recettes et dépenses ; autorisation parlementaire	Ministère de l'Économie et des Finances	Oui	https://www.finances.gouv.cg/fr/loi-de-finances-2023
Rapports **d'exécution** budgétaire	Suivi de l'exécution trimestrielle ou annuelle du budget	Ministère de l'Économie et des Finances	Non	Non publié.
TOFE (Tableau des opérations financières de **l'État)**	Synthèse mensuelle/annuelle des recettes, dépenses, financement	Ministère de l'Économie et des Finances	Oui	Publié dans les rapports d'exécution budgétaire
Loi de règlement & rapport de conformité	Clôture des comptes de l'État ; vérification de conformité	Cour des comptes et de discipline budgétaire (CCDB)	Oui (Rapport 2023 non disponible)	https://courdescomptes.cg/
Rapports publics de la Cour des comptes	Audit des finances publiques, observations annuelles	CCDB	Oui (Rapport 2023 non disponible	https://courdescomptes.cg/
Documents de programmation pluriannuelle (CBMT/CDMT)	Cadres budgétaires et sectoriels à moyen terme	CPCMB / Ministères sectoriels	Publication irrégulière	N/A
Rapports sur la dette publique	Niveau et structure de la dette publique, analyses de soutenabilité, encours et service de la dette	Ministère de l'Économie et des Finances	Oui	Documentation – Dette publique

6. Dépenses sociales et économiques

6.1. Dépenses sociales et environnementales par entreprise extractive

6.1.1. Dépenses sociales

6.1.1.1. Secteur des hydrocarbures

6.1.1.1.1. Dépenses sociales obligatoires

Le cadre réglementaire et contractuel relatif aux dépenses sociales dans le secteur des hydrocarbures en République du Congo est évolutif et non harmonisé. En effet, la législation pétrolière – incluant les versions antérieures comme la version actuelle du Code des hydrocarbures – ne prévoit pas **d'obligation légale explicite** de financement de projets sociaux. Les engagements sociaux découlent donc principalement des contrats pétroliers (CPP, accords particuliers ou avenants), avec un niveau de précision variable selon les permis.

a) Absence d'obligations légales générales

Ni l'ancien code des hydrocarbures ni les textes actuels ne prescrivent de manière uniforme des obligations de dépenses sociales à la charge des opérateurs. Les premiers Contrats de Partage de Production (CPP) n'intégraient d'ailleurs pas systématiquement de dispositions sociales.

b) Introduction progressive d'obligations contractuelles

Avec le temps, plusieurs CPP[43] et avenants[44] ont introduit des engagements sociaux. Ces obligations peuvent être incluses :

- directement dans les CPP ;
- dans les accords sur le régime applicable aux permis ;
- ou dans des accords ad hoc conclus spécifiquement pour définir et encadrer les projets sociaux.

Exemple : pour les permis Tchibeli-Litanzi II, Tchibouela II et Tchendo II, le CPP ne traite pas des projets sociaux ; ceux-ci sont encadrés par un accord ad hoc[45] auquel renvoie l'article 5.3 de l'accord sur le régime applicable aux permis.

c) Nature et montant des contributions

Les obligations sociales varient selon les contrats :

- certains prévoient un montant global sur toute la durée du contrat ;
- d'autres détaillent des contributions annuelles ou des montants affectés à une zone spécifique (ex. : soutien à la Cuvette) ;

[43] *Le CPP MENGO-KUNDJI-BINDI (2008) contient un article concernant l'obligation de financer un projet social à hauteur de 100 mille dollars (considérés comme des coûts pétroliers récupérables).*
[44] *L'avenant 2 au CPP portant sur le permis Kombi-**Likalala**-Libondo (2010), inclut une obligation de financement d'un projet social par le contracteur à hauteur de 3 millions de dollars (art. 3).*
[45] *Qui n'a pas été rendu public.*

- les montants peuvent aller de 100 000 USD (ex. : CPP Kayo[46]) à 250 000 USD[47], selon les permis les plus récents.

Dans plusieurs permis récents, les contrats précisent si ces dépenses sont récupérables ou non au titre des coûts pétroliers.

Il convient toutefois de souligner que ces contributions ne constituent pas une obligation systématique et ne figurent pas dans l'ensemble des accords pétroliers. [48]

d) Type de projets sociaux envisagés

Les contrats varient également dans la définition des projets :

- certains restent généraux, en indiquant que les projets seront déterminés par l'État et approuvés par un comité de gestion (ex. : CPP Kombi-Likalala-Libondo II, Emeraude II) ;
- d'autres précisent des secteurs d'intervention : **routes, écoles, santé, adductions d'eau,** assainissement, etc. (ex. : CPP Marine XX, Mokelembembe, Nanga I, Nsoko II) ;
- certains accords indiquent précisément les projets culturels ou sociaux à financer ainsi que les budgets maximums.

Exemples :

- L'accord sur les projets sociaux des permis Loango II et Zatchi II identifie précisément les projets culturels à financer[49].
- L'accord relatif aux permis Djambala II, Foukanda II, Mwafi II et Kitina II prévoit un budget global de 5 millions USD, un comité de suivi, et fixe le régime fiscal et douanier applicable.

e) Dépenses réalisées en 2023

Les sociétés pétrolières incluses dans le périmètre ITIE ont été invitées à déclarer leurs dépenses sociales obligatoires pour l'année 2023. **À l'exception de TotalEnergies EP Congo, aucune entreprise n'a rapporté de dépenses sociales obligatoires réalisées au cours de l'année.**

TotalEnergies EP Congo a déclaré, pour 2023, des dépenses sociales obligatoires exclusivement consacrées au **secteur de l'éducation**, conformément aux engagements contractuels la liant à l'État. Ces dépenses ont représenté un montant total de 1 700 970 334 FCFA

Le détail des contributions réalisées par TotalEnergies EP Congo figure en Annexe 2 du présent rapport.

---

[46] CPP Kayo : Art. 11. Dans l'annexe II au CPP, il est précisé que le contracteur devra en plus financer des projets sociaux à hauteur de 300 mille dollars pendant la première période du permis de recherche. Il n'est pas précisé si ces coûts sont récupérables ou non

[47] KOMBI-LIKALALA-LIBONDO II, Marine XX, Mokelembembe, Nanga I, Nsoko II.

[48] Par exemple, le CPP Emeraude II ne contient pas cette obligation.

[49] Extension du Mausolée Pierre Savorgnan de Brazza à Brazzaville pour y abriter en particulier « une structure polyvalente, une salle de conférence et une bibliothèque) (9,5 millions de dollars), création du musée de Pointe Noire à travers la réhabilitation du Cercle Africain, intégrant la création d'un centre culturel (3 millions de dollars) et la réhabilitation de l'ancienne maison du Gouverneur à Makoua (2 millions de dollars). (art. 2.1)

6.1.1.1.2. Dépenses sociales volontaires

En 2023, plusieurs sociétés du secteur des hydrocarbures ont déclaré des dépenses sociales volontaires au profit des communautés locales. Ces contributions relèvent des initiatives RSE des entreprises.

Dépenses réalisées en 2023

Les déclarations reçues font état d'un montant total de 4 532 527 154 FCFA dont le détail se présente comme suit :

Tableau 119 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur hydrocarbures)

Entreprise	Principaux domaines d'intervention	Zones bénéficiaires	Montant total déclaré (FCFA)
SNPC	Actions sociales ; Développement sportif (SMIB) ; Soutien fédérations sportives ; Construction et réhabilitation d'écoles ; Forages d'eau ; Appui aux communautés locales ; Projets éducatifs (Terre d'École)	Brazzaville ; Oyo ; Cuvette ; Pool ; Kouilou ; Odziba	4 177 920 432
Hemla E&P Congo SA	Projet d'accès à l'eau potable (via ONG Felbo)	Djambala	177 295 443
ENI Congo	Soutien culturel (Musée Cercle Africain) ; Construction & réhabilitation d'infrastructures éducatives (Centre d'Excellence d'Oyo) ;	Pointe-Noire (PNR) ; Cuvette (Oyo)	88 248 292
TotalEnergies EP Congo	N/C	Brazzaville ; Pointe-Noire ; Kouilou (selon localisation fournisseurs)	64 062 987
AOGC	Travaux sanitaires – réhabilitation infrastructure hospitalière (service radiologie)	Niari (Hôpital de référence de Dolisie)	25 000 000

Le détail des contributions réalisées est présenté en annexe 3 du présent rapport.

6.1.1.2. Secteur minier

6.1.1.2.1. Dépenses sociales obligatoires

Le Code minier de 2005 ne prévoit aucune obligation légale relative au financement de projets sociaux par les entreprises minières.

Les conventions minières prévoient des clauses de participation financière obligatoire à un fonds communautaire ainsi qu'au renforcement des compétences locales, à partir de la première production commerciale :

- Une contribution annuelle de 150 000 USD pour le renforcement des compétences locales.

- Une contribution annuelle de 200 000 USD pour le fonds communautaire.

Dépenses réalisées en 2023

Les sociétés minières incluses dans le périmètre de rapprochement ont été invitées à déclarer leurs dépenses sociales obligatoires pour l'exercice 2023.

Il convient de préciser que les seules contributions obligatoires déclarées, pour un montant total de 117 587 813 FCFA, correspondent aux cotisations sociales versées à la CNSS.

Ces paiements relèvent des obligations légales générales applicables à toutes les entreprises, et ne constituent pas des dépenses sociales au sens de la Norme ITIE.

À ce titre, **ils n'ont pas été pris en compte dans le rapprochement des dépenses sociales présenté** dans ce rapport.

6.1.1.2.2. Dépenses sociales volontaires

Seules MPD et COMINCO ont déclaré avoir réalisé des actions sociales sur une base volontaire, conformément à leurs politiques internes de **Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE)**.

Dépenses réalisées en 2023

Le montant total des dépenses sociales volontaires déclarées pour 2023 s'élève à 22 914 784 FCFA. Elles proviennent exclusivement des sociétés MDP et COMINCO, et ont principalement ciblé la santé communautaire, l'éducation, le développement agricole, l'accès à l'eau, l'appui aux groupes vulnérables et l'emploi local.

Tableau 120 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur minier)

Entreprise	Nature des interventions	Zones bénéficiaires	Montant déclaré (FCFA)
MDP	Paiement des auxiliaires de santé du CSI de Lefoutou ; achat de médicaments ; paiements des professeurs auxiliaires ; actions de sensibilisation VIH/SIDA	Village Lefoutou	8 909 550
COMINCO	Appui communautaire multisectoriel : agriculture & agroforesterie, vergers communautaires, éducation, réparations de forages, formation des femmes, appui aux vulnérables, équipements solaires, divers dons, emploi local	Plusieurs villages Siala, PK Mbili, Tchivouba	14 005 231

Le détail des contributions par entreprise figure en annexe 3 du présent rapport.

6.1.1.3. Secteur forestier

6.1.1.3.1. Dépenses sociales obligatoires

Le Code forestier, dans ses versions de 2000 et de 2020, ne prévoit pas d'obligations financières directes en matière de projets sociaux. Toutefois, il institue des cahiers des charges général et particulier, annexés aux conventions forestières, qui définissent les droits et obligations des concessionnaires.

Le cahier des charges particulier, négocié entre l'administration forestière, le concessionnaire, les représentants des communautés locales, des populations autochtones et les organisations de la société civile locale, inclut généralement des engagements sociaux tels que :

- la construction ou la réhabilitation d'infrastructures communautaires (écoles, routes, puits, ouvrages hydrauliques) ;

- la mise à disposition de services de base ;
- des appuis matériels ou logistiques aux villages concernés.

En l'absence de publication officielle de ces cahiers de charges, les engagements socio-économiques ont été recensés auprès de la DGEF, et sont détaillés, par société et par département, en annexe 23 du présent rapport.

Dépenses réalisées en 2023

Pour l'exercice 2023, les entreprises forestières incluses dans le périmètre de déclaration ont transmis des informations relatives aux dépenses obligatoires. Il convient cependant de préciser que :

- les montants déclarés par plusieurs sociétés correspondent exclusivement aux cotisations sociales versées à la CNSS ;
- ces paiements, bien qu'obligatoires au titre du droit du travail, ne constituent pas des dépenses sociales obligatoires au sens de la Norme ITIE 2023 ;
- ils **n'ont donc pas été intégrés** dans le rapprochement ITIE.

Seule la société SEFYD a déclaré une dépense sociale obligatoire, d'un montant de 24,5 millions FCFA, correspondant au financement du Comité de concertation du Fonds de développement local de la **SDC de l'UFA Djua**-Ikié.

En résumé, **aucune société forestière n'a déclaré en 2023 de dépenses réalisées au titre des** engagements prévus dans les cahiers de charges, à l'exception de SEFYD sur le point précisé ci-dessus.

Le détail par société figure en annexe 2.

6.1.1.3.2. Dépenses sociales volontaires

Conformément à leurs politiques de Responsabilité Sociétale de l'Entreprise (RSE), les sociétés forestières peuvent financer, de manière volontaire, des actions sociales ou des projets d'infrastructures au bénéfice des communautés locales situées dans leurs zones d'intervention. Ces contributions couvrent généralement des actions liées au développement communautaire, à l'appui social, à l'amélioration des services de base ou à la fourniture d'équipements.

Dépenses réalisées en 2023

Dans le cadre du présent rapport, les sociétés forestières incluses dans le périmètre de rapprochement ont été invitées à déclarer les dépenses sociales volontaires réalisées au cours de l'année 2023. Les dépenses déclarées s'élèvent à 50 millions FCFA.

Tableau 121 – Synthèse des dépenses sociales volontaires (Secteur forestier)

Entreprise	Nature principale des interventions	Zone bénéficiaire	Montant déclaré (FCFA)
IFO	Appui social multiforme aux communautés : salaires/indemnités d'enseignants et infirmiers, soutien aux écoles autochtones, nutrition des malades, petits travaux	SANGHA	15 944 500

Entreprise	Nature principale des interventions	Zone bénéficiaire	Montant déclaré (FCFA)
	communautaires, appui funéraire, micro-activités, missions locales		
SEFYD	Fournitures scolaires, vœux de fin d'année, appui aux comités locaux (CLPA), prise en charge salariale d'enseignants locaux	SANGHA	34 100 000

Le détail des contributions est présenté en annexe 3 du présent rapport.

6.1.2. Dépenses environnementales

6.1.2.1. Secteur des hydrocarbures

6.1.2.1.1. Recensement des dispositions réglementaires

Le cadre réglementaire encadrant les obligations environnementales dans le secteur des hydrocarbures en République du Congo repose sur un ensemble de textes législatifs, réglementaires et contractuels. Les principales dispositions sont synthétisées dans le tableau ci-après.

Tableau 122 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur des hydrocarbures)

Cadre	Texte	Description
Loi n°2016-28 du 12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures	Article 98, Contribution au fonds de la prévention aux risques environnementaux	Contribution obligatoire au Fonds de prévention des risques environnementaux, fixée à 0,05 % de la production nette **d'hydrocarbures**, valorisée au prix fiscal. Cette contribution constitue un coût pétrolier récupérable et déductible de l'assiette imposable.
Loi n° 74- 2022 du 16 août 2022 portant loi d'orientation sur le développement durable	Article 18, section 4 : évaluations environnementales et sociales	Obligation pour les entreprises du secteur privé de : (i) réaliser des évaluations environnementales et sociales ; (ii) respecter les normes de responsabilité sociétale ; (iii) intégrer les pratiques durables dans leurs opérations ; (iv) publier régulièrement un rapport RSE selon un format défini par voie réglementaire.
La loi n° 003/91 du 23 avril 1991 sur la protection de **l'environnement**	Titre 12, article 66, Taxes et redevances environnementales	L'exploitation d'une installation classée donne lieu au paiement de : ❖ une taxe unique à l'ouverture de 500 000 F à 5 000 000 F pour les installations de 1ère classe et de 250 000 F à 500 000 F pour les installations de 2ème classe. Cette taxe est de 10 000 F à 20 000 F pour les artisans ; ❖ une redevance annuelle de 1. 000 000 F à 10 000 000 F pour les installations de 1ère classe qui, en raison de la nature et du volume de leurs activités, font courir des risques particuliers à l'environnement et requièrent de ce fait des contrôles périodiques ;

Cadre	Texte	Description
		❖ une redevance superficiaire annuelle pour les installations de 1ère et 2ème classe calculée à raison de : • 1.000 F par mètre carré pour les 40 premiers mètres carrés ; • 500 F par mètre carré pour les 50 mètres carrés suivants ; • 100 F par mètre carré au-delà de 90 mètres carrés.
	Titre 14, article 86 et 87, Fonds pour la protection de **l'environnement**	Création d'un **Fonds pour la protection de l'environnement**, alimenté par : subventions de l'État, taxes, amendes, dons et concours financiers extérieurs. Ce fonds finance : interventions d'urgence, actions d'assainissement, opérations de conservation et de promotion de l'environnement.
Le décret 2009/415 de 2009 fixant le contenu et les modalités de l'étude et de l'avis d'impact environnemental et social	Chapitre II, article **28 Frais d"'analyse du rapport d'étude d'Impact**	Obligation de soumettre les projets à une **étude d'impact** environnemental et social. Les **frais d'analyse du rapport EIES** sont à la charge du promoteur et sont versés lors du dépôt du dossier auprès du ministère en charge de l'environnement.
Contrats pétroliers : (expl : CPP SNPC, Total E&P Congo, Chevron Overseas Congo Limited, Nsoko II, PSA, 2019)	Obligations environnementales contractuelles : Provision pour Abandon et Remise en État des Sites	Les contrats pétroliers prévoient la constitution d'un compte **séquestre pour l'abandon et la remise en état des sites**. Ce compte, ouvert à la BEAC et validé par l'État, doit être alimenté progressivement pendant toute la période d'exploitation, afin d'assurer le financement des opérations d'abandon.

6.1.2.1.2. Dépenses environnementales des entreprises pétrolières

Dans le cadre de l'exercice 2023, les entreprises pétrolières incluses dans le périmètre de rapprochement, ainsi que le **Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et du Bassin** du Congo, ont été sollicités afin de déclarer les paiements et flux environnementaux effectués au titre de leurs obligations légales, réglementaires ou contractuelles.

Sur la base des déclarations reçues, le montant total des dépenses environnementales reportées s'élève à 31,02 milliards de FCFA, tel que détaillé en annexe 4.

Ces dépenses comprennent notamment :

- des paiements environnementaux exécutés, tels que les frais d'examen des études d'impact environnemental et social (EIES), les autorisations environnementales et les contributions au fonds de prévention des risques environnementaux ;
- ainsi que des **montants liés aux obligations d'Abandon et de Remise en État des Sites (ARES)** déclarés par certains opérateurs pétroliers.

Les montants relatifs aux obligations ARES représentent 28,46 milliards de FCFA, soit l'essentiel des dépenses environnementales déclarées en 2023. Ces flux ont été pris en compte dans les paiements reportés dans le présent rapport, conformément aux déclarations des entreprises.

Les dépenses environnementales hors ARES s'élèvent ainsi à 2,56 milliards de FCFA, correspondant aux paiements environnementaux effectivement exécutés au cours de l'exercice.

Le détail des montants par société et par nature de dépense est présenté en annexe 4.

6.1.2.2. Secteur minier

6.1.2.2.1. Recensement des dispositions réglementaires

Le recensement des obligations environnementales du secteur minier se résume comme suit :

Tableau 123 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur minier)

Cadre	Texte	Description
Loi n°4-2005 du 11 avril 2005 portant code minier	Article 162, provision pour la protection de **l'environnement.**	Les titulaires des titres miniers d'exploitation sont autorisés à créer une provision pour la protection de l'environnement. Cette provision non soumise à une limitation de durée est déductible de l'impôt sur les bénéfices. Ses modalités de constitution sont précisées dans la convention passée en application des articles 98, 99 et 100 du présent code.
La loi n° 003/91 du 23 avril 1991 sur la protection de **l'environnement**	Titre 12, article 66, Taxes et redevances environnementales	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1
	Titre 14, article 86 et 87, Fonds pour la protection de **l'environnement**	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1
Le décret 2009/415 de 2009 fixant le contenu et les modalités de l'étude et de l'avis d'impact environnemental et social	Chapitre II, article **28 Frais d"analyse du rapport d'étude d'Impact**	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1

Cadre	Texte	Description
Convention minière (expl : Congo Iron S.A., Mont Nabemba, Concession, 2016)	Article 10.1.3 Frais **d'audit** environnemental	Un audit environnemental est réalisé tous les cinq (5) ans suivant la Date d'Entrée en Vigueur afin de vérifier l'exécution du Plan de Gestion Environnementale et Sociale. Cet audit est initié par Congo Iron S.A. et réalisé à ses frais par un cabinet spécialisé de renommée internationale en collaboration avec un cabinet local agréé. Une copie du rapport d'audit est transmise à l'Etat dans les trente (30) Jours suivant sa remise à Congo Iron S. A

6.1.2.2.2. Dépenses environnementales des entreprises minières

Les sociétés minières retenues dans le périmètre de rapprochement et le Ministère de l'environnement ont été sollicitées pour reporter les dépenses/recettes environnementales réalisées en 2023. Les dépenses environnementales reportées par les sociétés se sont élevées en 2023 à 129 967 708 FCFA.

Le détail par société est présenté en annexe 4 du présent rapport.

6.1.2.3. Secteur forestier

6.1.2.3.1. Recensement des dispositions réglementaires

Le recensement des obligations environnementales du secteur forestier se résume comme suit :

Tableau 124 : Cadre réglementaire des dépenses environnementales (secteur forestier)

Cadre	Texte	Description
La loi n° 003/91 du 23 avril 1991 sur la protection de **l'environnement**	Titre 12, article 66, Taxes et redevances environnementales	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1
	Titre 14, article 86 et 87, Fonds pour la protection de **l'environnement**	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1
Le décret 2009/415 de 2009 fixant le contenu et les modalités de l'étude et de l'avis d'impact environnemental et social	Chapitre II, article 28 **Frais d"analyse du rapport d'étude d'Impact**	Se référer à la sous-section 6.1.2.1.1

6.1.2.3.2. Dépenses environnementales des entreprises forestières

Les sociétés forestières retenues dans le périmètre de rapprochement et le Ministère de l'environnement ont été sollicitées pour reporter les dépenses/recettes environnementales réalisées en 2023. Les dépenses environnementales reportées par les sociétés se sont élevées en 2023 à 481 464 690 FCFA.

Le détail par société est présenté en annexe 4 du présent rapport.

6.1.3. Contenu local

4.9.4.3 Secteur des hydrocarbures

Le cadre juridique du contenu local dans le secteur des hydrocarbures est principalement défini par **la loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures**, complétée par **le décret n°2019-344 du 15 novembre 2019**. Les principales exigences portent sur :

a) Emploi et formation des nationaux

- Priorité obligatoire à l'emploi de la main-d'œuvre congolaise.
- Mise en œuvre de programmes de formation continue.
- Suivi régulier des recrutements et des plans de formation transmis à l'administration.

b) Biens et services locaux

- Priorité à l'acquisition de biens et services fournis par des entreprises congolaises.
- Une offre locale peut être retenue même si elle est jusqu'à **10 % plus élevée** que l'offre étrangère.
- Au moins **25 % des coûts pétroliers** doivent provenir de fournisseurs congolais.
- Transmission semestrielle d'un rapport d'achats locaux.

c) Participation des entreprises nationales

- Réservation d'une participation obligatoire d'au moins **15 %** dans chaque périmètre pétrolier au profit d'entreprises privées nationales (jusqu'à 25 % pour les champs matures).

d) Assurances

- Obligation de souscrire les assurances auprès d'entreprises congolaises, sauf dérogation lorsque la capacité du marché local est insuffisante.

e) Approvisionnement du marché local

- Priorité donnée à la couverture des besoins nationaux en hydrocarbures.

f) Sanctions

Le décret n°2019-344 prévoit des pénalités en cas de non-respect des obligations relatives à :

- l'emploi et la formation des Congolais ;
- l'utilisation de biens et services locaux.

Les recettes issues des pénalités sont réparties comme suit :

- **25 %** : Trésor public
- **10 %** : Ministère des Finances
- **25 %** : Ministère des Hydrocarbures
- **20 %** : FIGA-PME/PMI

- **10 %** : Institut national de la statistique
- **10 %** : Agence congolaise pour l'emploi

4.9.4.4 Secteur minier

Le Code minier ne définit pas encore un cadre détaillé sur le contenu local. Toutefois, les **conventions minières d'exploitation** comportent généralement des engagements en matière de développement des capacités nationales, notamment :

- **Priorité à l'emploi des Congolais**, sous réserve de qualification appropriée.
- **Formation continue** du personnel national, à tous les niveaux.
- **Création ou appui à des centres de formation** dans les zones minières.
- **Programmes annuels de formation**, comprenant :
  - un plan d'actions pour l'année à venir ;
  - un **plan triennal de transfert de compétences** au profit du personnel congolais.

4.9.4.5 Secteur forestier

Le Code forestier (2000 et 2020) ne comporte pas de dispositions spécifiques relatives au contenu local. Toutefois, certaines conventions forestières intègrent des engagements contractuels visant à promouvoir l'emploi et la formation locale, tels que :

- priorité à l'embauche des diplômés congolais sans emploi ;
- recrutement prioritaire de travailleurs et cadres nationaux ;
- financement ou organisation de formations, au Congo ou à l'étranger, pour le personnel congolais.

6.2. Dépenses quasi-budgétaires

6.2.1 Définition adoptée

Conformément à la Note d'orientation de l'ITIE sur les dépenses quasi budgétaires, le Groupe multipartite doit convenir d'une définition couvrant au minimum les situations prévues par l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE 2023.

Le CN-ITIE Congo retient la définition suivante : **« Les opérations par lesquelles les entreprises d'État** financent ou exécutent des dépenses sociales ou publiques (services sociaux, infrastructures, subventions ou prise en charge de dettes), en dehors du processus budgétaire national. »

Dans le contexte congolais, ces dépenses correspondent à des opérations commerciales ou non commerciales réalisées par les entreprises publiques pour le compte de l'État, et qui augmentent leurs coûts opérationnels tout en réduisant les recettes reversées au budget (dividendes, impôts, transferts pétroliers). Elles recouvrent notamment :

- la prestation de services non commerciaux (programmes sociaux, services publics) ;
- le financement d'infrastructures publiques ;

- la prise en charge du service de la dette publique ou de bonifications d'intérêts ;
- les subventions implicites liées à la vente de produits à perte ou à des prix administrés.

Une dépense engagée par une entreprise publique peut être assimilée à une dépense quasi **budgétaire lorsqu'elle remplit simultanément deux conditions :**

1. **elle est effectuée pour le compte ou au bénéfice de l'État**, et
2. **elle n'est pas retracée dans les documents budgétaires**, alors qu'elle a un effet économique équivalent à une dépense publique.

6.2.2 Dépenses quasi budgétaires identifiées

Revenus de ventes des parts de l'Etat à la CORAF

Les ventes de brut effectuées par la SNPC-Mandat au profit de la CORAF sont encadrées par le contrat d'achat-vente État–CORAF. L'article 7 dudit contrat stipule que les factures doivent être réglées dans un délai maximum de 60 jours suivant la livraison du dernier lot du mois M–1, par virement au compte du Trésor public.

(i) Situation des paiements en 2023

Selon la DRN, les versements effectués en 2023 par la CORAF au Trésor se sont élevés à 31,54 milliards FCFA, correspondant exclusivement à des ventes facturées au cours d'exercices antérieurs. Ces montants figurent bien dans les recettes pétrolières du TOFE 2023 (cf. section 5.1.5).

En revanche, selon les déclarations ITIE de la SNPC, les livraisons réalisées en 2023 au profit de la CORAF représentent 5 463 001 barils, valorisés à 227,27 milliards FCFA, sans aucun recouvrement durant **l'exercice**.

(ii) Respect des délais contractuels

L'absence de paiement sur les livraisons 2023 constitue un non-respect des délais contractuels de 60 jours prévus au contrat. Toutefois, le contrat ne prévoit aucune pénalité ni intérêts de retard, ce qui limite les moyens de recouvrement et prive l'État d'une compensation financière potentielle.

(iii) Subvention explicite constatée dans le TOFE

Les articles 7 et 11 du contrat précisent que les ventes à la CORAF sont réalisées à un prix contractuel à terme, indexé sur le prix fiscal en USD déterminé mensuellement. Lorsque ce prix fiscal appliqué à la CORAF est inférieur au prix fiscal moyen applicable aux autres acheteurs, un effet de subvention apparaît.

La subvention correspondante pour 2023 a été reconstituée comme suit :

Désignation	Valeur
Livraisons CORAF 2023	5 463 001 bbl
Prix fiscal moyen (référence DGAP)	79,42 USD/bbl
Prix fiscal moyens appliqué à la CORAF	68,24 USD/bbl
Subvention reconstituée (FCFA)	37,02 milliards
Transfert CORAF dans le TOFE 2023	37,57 milliards
Écart	–0,55 milliard

Le TOFE couvre intégralement cette subvention, qui constitue donc une dépense budgétisée et ne relève pas des dépenses quasi budgétaires.

(iv) Éléments pouvant être assimilés à des dépenses quasi budgétaires

Bien que la subvention soit comptabilisée dans le TOFE, deux éléments restent susceptibles d'être assimilés à des dépenses quasi budgétaires au sens de l'Exigence 6.2 :

a) **Absence d'intérêts ou de pénalités de retard**

- Le contrat ne prévoit aucun intérêt de retard,
- L'État subit un manque à gagner,
- Ce manque à gagner **n'est enregistré dans aucune rubrique du budget**.

b) Créances impayées persistantes

Indépendamment de la subvention budgétisée, l'absence de recouvrement des livraisons de 2023 traduit une subvention implicite, dans la mesure où :

- les créances de l'État ne sont pas réglées,
- aucun échéancier n'est formalisé pour les impayés,
- la CORAF présente des contraintes structurelles limitant sa capacité à honorer ses obligations.

Cette situation réduit les recettes reversées au Trésor et correspond à une intervention financière implicite en faveur d'une entreprise publique.

Un point important doit néanmoins être souligné, les montants détaillés des impayés antérieurs accumulés par la CORAF ne sont pas divulgués dans les informations transmises au processus ITIE.

Cette absence de ventilation :

- ne permet pas d'établir le niveau exact d'arriérés antérieurs,
- empêche d'apprécier l'évolution des créances non recouvrées,
- limite l'évaluation complète de l'ampleur de la subvention implicite supportée par l'État,
- et restreint la capacité à estimer précisément la part de ces impayés relevant de dépenses quasi budgétaires.
- La transparence sur ces montants est indispensable pour apprécier pleinement l'impact budgétaire des reports de paiement.

6.3. Contribution du secteur extractif à l'économie

Le secteur extractif occupe une place centrale dans l'économie congolaise, tant par sa contribution aux recettes publiques que par son poids dans le PIB, les exportations et l'emploi. Les sections ci-après présentent les principaux indicateurs pour les années 2022 et 2023 sur la base des données recueillies dans le cadre du rapport ITIE 2023.

6.3.1 Contribution au budget de l'État

La contribution du secteur extractif au budget de l'Etat, sur la période 2022-2023, se présente comme suit :

TABLEAU 125 : CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF AU BUDGET DE L'ETAT 2022-2023

Indicateurs	2022 En Milliards FCFA	2022 En %	2023 En Milliards FCFA	2023 En %
Recettes budgétaires (Données ITIE)	1 865,53	67,53%	1 500,80	66,41%
Secteur des hydrocarbures (*)	1 843,74	66,74%	1 485,65	65,74%
Secteur forestier	20,94	0,76%	12,53	0,55%
Secteur minier	0,85	0,03%	2,62	0,12%
Recettes totales (TOEF)	2 762,59		2 260,03	

(*) en brut : avec réintégration des revenus de commercialisation compensés (dettes chinoises et préfinancements des traders).

6.3.2 Contribution dans le PIB

La contribution du secteur extractif au PIB sur la période 2022–2023, se présente comme suit :

TABLEAU 126 : CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF DANS LE PIB 2022-2023

Indicateurs (En Milliards FCFA)	2022[50]	En %	2023	En %
PIB (au prix courant)	10 554,30		8 892,40[51]	
Valeur de la production extractive (Données ITIE 2023)	6 280,78	59,51%	4 736,34	53,26%
Production des hydrocarbures (Données ITE 2023 : DGAP)	*6 074,03*	*57,55%*	*4 689,75*	*52,74%*
Production forestière (Données ITE 2023 : DGEF)	*126,70*	*1,20%*	*15,03*	*0,17%*
Production minière (Données ITE 2023 : DGM)	*80,05*	*0,76%*	*31,56(*)*	*0,35%*

(*) Données non exhaustives (voir section 3.2.3 du présent rapport).

6.3.3 Contribution dans les exportations

La contribution du secteur extractif dans les exportations de la République du Congo sur la période 2022– 2023, se présente comme suit :

TABLEAU 127 : CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF DANS LE PIB 2022-2023

Indicateurs (En Milliards FCFA)	2022[52]	En %	2022	En %
Total des exportations du pays	6 120,00		4 494,00[53]	
Total des exportations du secteur extractif (Données ITIE 2023) :	6 002,12	98,07%	3 254,51	72,42%
Exportation des produits pétroliers	*5 781,69*	*94,47%*	*3 084,32*	*68,63%*

[50] *Source : Ibid.*
[51] *Source : Rapport Annuel, BEAC 2023, tableau 2, page 28*
[52] *Source : rapport ITIE 2022.*
[53] *Source : Rapport Annuel, BEAC 2023, tableau 8, page 41*

Indicateurs (En Milliards FCFA)	2022[52]	En %	2022	En %
Exportation des produits forestiers	*140,35*	*2,29%*	*69,94(*)*	*1,56%*
Exportation des produits miniers	*80,08*	*1,31%*	*100,25*	*2,23%*

(*) À défaut des statistiques d'exportations minières (voir section 3.3.2), nous nous sommes basés sur les données de production.

6.3.4 Contribution dans l'emploi

Sur les trente-trois (33) société extractives retenues dans le périmètre de rapprochement 2023, dix-neuf (19) sociétés ont soumis leurs formulaires de déclaration. Sur ces dix-neuf (19) sociétés, dix-huit (18) sociétés ont fourni les statistiques d'emploi. Le détail est présenté en annexe 6 du présent rapport.

Sur la base des données reportées en 2023, la contribution est estimée 0,50% détaillée comme suit :

TABLEAU 128 : CONTRIBUTION DU SECTEUR EXTRACTIF DANS L'EMPLOI 2022-2023

Indicateurs	2022[54]	2023
Effectifs dans le secteur des hydrocarbures (données ITIE 2023)	1 057	2 995
Effectifs dans le secteur minier (données ITIE 2023)	24	817
Effectifs dans le secteur forestier (données ITIE 2023)	644	3 256
Secteur artisanal (informel)[55]	*5 275*	*5 275*
Total secteur extractif	7 000	12 343
Total population active[56]	2 378 882	2 485 719
% de contribution du secteur extractif	0,29%	0,50%

6.4. Impact environnemental

6.4.1 Cadre juridique

La gestion des impacts environnementaux et sociaux liés aux activités extractives en République du Congo repose sur un ensemble de textes constitutionnels, législatifs et sectoriels. Ces textes définissent les principes, obligations, mécanismes de prévention et responsabilités des acteurs publics et privés en matière de protection de l'environnement.

(i) Textes généraux applicables à l'environnement

- Constitution du 25 octobre 2015 (article 41) : Reconnaît à chaque citoyen le droit à un environnement sain et impose à l'État et aux citoyens le devoir de le protéger.
- **Loi n°003/91 du 23 avril 1991 relative à la protection de l'environnement** : Premier cadre législatif national en matière environnementale (*Remplacée depuis par la nouvelle loi n°33-2023).*
- Loi n°33-**2023 du 23 novembre 2023 portant gestion durable de l'environnement en** République du Congo : Texte fondateur consolidant les principes de préservation de l'environnement, précisant :
  - les obligations en matière d'Études d'Impact Environnemental et Social (EIES),
  - les exigences en matière de prévention des risques industriels,

[54] *Source : rapport ITIE 2022.*
[55] *Plan d'Action National pour l'Extraction Minière Artisanale et à Petite Échelle de l'or de la République du Congo, page 15.*
[56] *Donnés Banque mondiale : Population active, total - Congo, Rep 2023.*

- les mécanismes de contrôle, de sanction et de réparation des dommages environnementaux.

(ii) Textes sectoriels applicables aux industries extractives

➢ Secteur des hydrocarbures

- Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures : Intègre des dispositions relatives :
  - à la gestion des risques environnementaux,
  - à l'hygiène et la sécurité industrielle,
  - à la prévention de la pollution dans les opérations pétrolières.
- Loi n°4-98 du 28 août 1998 : Fixe les obligations des sociétés pétrolières en matière de démantèlement des installations, de fermeture des sites et de réhabilitation environnementale.

➢ Secteur minier

- Loi n°4-2005 du 11 avril 2005 portant Code minier : Introduit des exigences spécifiques en matière de :
  - prévention des risques industriels et miniers,
  - sécurité et hygiène,
  - préservation de l'environnement, notamment dans son Titre II.

➢ Secteur forestier

- Loi n°33-2020 du 8 juillet 2020 portant Code forestier : Modernise la gouvernance forestière à travers :
  - l'obligation de certification de la gestion durable des concessions,
  - la vérification de la légalité des produits forestiers exploités, transformés et exportés,
  - l'intégration des notions de déforestation, reforestation et adaptation au changement climatique.

6.4.2 Rôles et responsabilités des agences gouvernementales

La mise en œuvre de la réglementation environnementale applicable au secteur extractif en République du Congo mobilise plusieurs institutions publiques aux compétences complémentaires. Le tableau ci-après présente les principaux organes impliqués ainsi que leurs attributions.

Organe	Responsabilités
Ministère de l'Environnement, du Développement Durable et du Bassin du Congo (MEDDBC)	- Élaboration et mise en œuvre des politiques nationales en matière d'environnement et de développement durable. - Supervision des Études d'Impact Environnemental et Social (EIES) et des audits environnementaux. - Coordination des actions nationales liées au climat ; la Ministre assure également,

Organe	Responsabilités
	depuis 2017, la fonction de Coordonnatrice Technique de la Commission Climat du Bassin du Congo.
Agence Nationale de l'Environnement (ANE)	- Établissement public administratif créé en 2025 conformément à la loi n°33-2023. - Instruction, validation et délivrance des EIES et des Certificats de Conformité Environnementale. - Supervision des audits de conformité industrielle. - Centralisation et gestion des données sur les émissions de gaz à effet de serre et autres indicateurs environnementaux.
Ministère des Mines	- Contrôle de la conformité environnementale et sociale des opérations minières. - Suivi de l'application des dispositions environnementales prévues par le Code minier (hygiène, sécurité industrielle, prévention des risques).
Ministère des Hydrocarbures	- Suivi de la conformité des entreprises pétrolières aux obligations environnementales prévues par le Code des hydrocarbures et les textes spécifiques (démantèlement, gestion des déchets, prévention de la pollution).
Ministère de l'Économie Forestière	- Mise en œuvre du Code forestier et des obligations en matière de gestion durable des forêts. - Suivi de la certification forestière, de la légalité des produits exploités, et des actions de lutte contre la déforestation.

6.4.3 Règles administratives

La mise en œuvre des obligations environnementales applicables aux activités extractives au Congo repose sur un ensemble de procédures administratives harmonisées autour des Études d'Impact Environnemental et Social (EIES), complétées par des mécanismes sectoriels spécifiques — notamment en matière forestière (certification, Système de Vérification de la Légalité – SVL).

(i) **Études d'Impact Environnemental et Social (EIES)**

Conformément au Décret n°2009-415 du 20 novembre 2009 (toujours applicable dans l'attente des textes d'application de la loi n°33-2023), tout projet pétrolier, gazier, minier ou forestier doit faire l'objet d'une évaluation préalable comprenant :

- **L'analyse des impacts environnementaux et sociaux** du projet ;
- **La définition des mesures d'atténuation et de compensation** ;
- **L'élaboration d'un Plan de Gestion Environnementale et Sociale (PGES)** ;
- La consultation des communautés affectées, incluant les populations autochtones lorsque pertinent ;
- **Un avis motivé de l'Administration de l'environnement** préalablement à toute autorisation d'exploitation.

Ces exigences visent à assurer la prévention des risques, la gestion durable des ressources et la limitation des impacts sur les écosystèmes et les communautés locales.

(ii) Certification forestière et vérification de la légalité

a) Certification forestière – Code forestier 2020

Le Code forestier (loi n°33-2020) impose aux entreprises forestières :

- la certification de la gestion des concessions aménagées ;
- la certification de la légalité de l'exploitation et de la transformation ;
- la mise en place d'un système national de certification forestière.

La certification constitue un instrument de gouvernance visant à garantir :

- la durabilité de l'exploitation,
- la conformité aux plans d'aménagement,
- le respect des zones écologiquement sensibles.

b) **Le Système de Vérification de la Légalité (SVL) et l'APV**-FLEGT

L'APV-FLEGT et le SVL constituent un mécanisme structurant pour renforcer la conformité environnementale. Ils rendent opposables, auditées et vérifiables les obligations environnementales des concessionnaires forestiers.

Tableau 129 – Contribution du SVL/APV FLEGT à la protection environnementale

Domaine d'impact	Exigence SVL / APV FLEGT	Effet environnemental
Gestion durable des forêts	Respect du Plan d'Aménagement et identification des UFA légales	Réduction de la déforestation non planifiée, maintien des cycles de régénération
Protection de la biodiversité	Délimitation des Séries de Conservation et HVC	Protection des habitats sensibles et des zones riveraines
Maîtrise de l'exploitation	Respect des normes techniques (DME, gestion des rebuts)	Réduction des dommages résiduels et meilleure régénération
Planification (EIES/PGES)	Exigence de clauses environnementales dans la Grille de Légalité	Renforcement de l'application pratique des mesures d'atténuation
Transparence et redevabilité	Rôle de l'Observateur Indépendant Externe (OIE)	Surveillance de la conformité et identification des manquements

(iii) Procédure administrative d'approbation des EIES

La procédure applicable, détaillée par le Décret n°2009-415, est présentée ci-après :

Tableau 130 – **Étapes de la procédure d'EIES en République du Congo**

Étape	Description	Références légales
1. Criblage	Dépôt du projet auprès de la Direction Générale de l'Environnement (DGE). Classification en EIES complète, Notice d'Impact (NIE) ou exemption.	Décret 2009-415, art. 3-4
2. Cadrage/TDR	Validation par l'Administration ou le CNEIE des Termes de Référence définissant la portée de l'étude.	Décret 2009-415, art. 10
3. Réalisation de l'EIES/PGES	Réalisation par un bureau d'études agréé, incluant l'analyse de l'état initial, les impacts et les mesures de mitigation.	Décret 2009-415, art. 11 & 21
4. Consultation publique	Organisation d'audiences publiques pour recueillir les avis des communautés locales.	Décret 2009-415, art. 5
5. Examen technique	Évaluation de la conformité de l'étude par le CNEIE ou la commission technique compétente.	Procédure interne du MEDDBC
6. Décision	Délivrance du Certificat de Conformité Environnementale par le Ministre en charge de l'Environnement.	Décret 2009-415
7. Suivi et sanctions	Contrôle de la mise en œuvre du PGES, audits environnementaux, sanctions en cas d'infraction.	Loi 003/91, art. 87 ; Décret 2009-415, art. 48

Note sur l'évolution réglementaire

La loi n°33-**2023 sur la gestion durable de l'environnement** prévoit une refonte des procédures d'EIES. Un **décret d'application (prévu en 2025)** devrait remplacer le Décret 2009-415.

Dans l'attente de son entrée en vigueur et de sa diffusion, le cadre procédural de 2009 demeure la référence opérationnelle.

6.4.4 Sanctions environnementales

Les activités extractives sont soumises à un régime de sanctions administratives, civiles et pénales visant à prévenir, encadrer et corriger les atteintes à l'environnement. Les sanctions diffèrent selon les secteurs, mais relèvent toutes d'un principe commun : toute violation des obligations environnementales peut entraîner des pénalités financières, la suspension des activités, voire le retrait des titres d'exploitation.

Le tableau ci-après synthétise les principales infractions, leurs conséquences et leurs références légales.

Tableau 131– Régime des sanctions environnementales applicables aux activités extractives

Cadre réglementaire	Infraction	Sanctions	Référence légale (Articles)
Code des hydrocarbures (Loi n°28-2016)	Non-respect des obligations de démantèlement et réhabilitation	Pénalités financières dont le montant peut atteindre la valeur totale des travaux non réalisés.	Art. 50 et 51 (Pénalités pour non-réalisation du programme minimum de travaux, applicable aussi par extension aux obligations d'abandon). Art. 15 (Obligation de finaliser les opérations d'abandon à l'expiration du titre).
	Pollution marine et terrestre	Amendes substantielles (souvent plusieurs dizaines à centaines de millions de FCFA) et l'obligation de réparation et de restauration du site. Peines d'emprisonnement en cas de faute grave.	Non spécifiquement chiffré dans le corps de la loi, mais régi par les dispositions pénales du Code et le Code de l'environnement, prévoyant des sanctions très lourdes pour les rejets illicites.
Code minier (Loi n°4-2005)	Non-réalisation d'une EIES (Étude d'Impact Environnemental et Social)	Retrait du titre minier (Permis de recherches ou d'exploitation) après mise en demeure.	Art. 91, alinéa 1, point 6 (Retrait pour infractions graves aux prescriptions de l'administration centrale des mines, notamment en application de l'article 132 relatif aux inobservations des mesures environnementales).
	Pollution du sol, de l'air ou des eaux	Amendes et/ou peines d'emprisonnement (généralement 1 an à 5 ans). Retrait du titre minier pour inobservation des mesures imposées.	Art. 91 et Art. 132 (Obligations de police, sécurité, hygiène et environnement). Les montants spécifiques des amendes sont fixés par les dispositions pénales ultérieures et la réglementation environnementale.
	Destruction d'écosystèmes protégés	Amendes et/ou peines d'emprisonnement (souvent aggravées). Retrait du titre minier.	Art. 91 et Art. 132 du Code minier. Également régi par la Loi sur la faune et les aires protégées, prévoyant des peines très sévères (par exemple, amendes de 10 000 000 à 50 000 000 FCFA et 10 à 20 ans de réclusion pour atteintes graves à la faune et son habitat).

Cadre réglementaire	Infraction	Sanctions	Référence légale (Articles)
Code forestier (Loi n°33-2020)	Exploitation sans certification ou légalisation	Saisie et confiscation des produits et du matériel. Amendes dont le montant est déterminé par les textes d'application et la valeur du bois illégalement exploité (généralement plusieurs millions de FCFA par mètre cube ou par hectare).	Les sanctions administratives sont régies par le Titre III (Police forestière et environnementale). Les montants précis sont dans les décrets d'application à venir ou déjà existants.
	Déforestation illégale	Amendes administratives et pénales très élevées, souvent indexées sur la surface défrichée illégalement. Obligation de réparation et de reboisement.	Les dispositions pénales et les montants sont détaillés dans les textes d'application de la Loi n°33-2020 (Code forestier).

6.4.5 Accessibilité des évaluations et permis environnementaux

La réglementation environnementale de la République du Congo impose la réalisation et la validation de plusieurs documents clés visant à prévenir, atténuer et suivre les impacts environnementaux des activités extractives. Toutefois, malgré l'existence de ces instruments, la divulgation publique demeure limitée, en l'absence d'obligations explicites de publication et de mécanismes institutionnels de diffusion.

Le tableau ci-dessous présente les principaux documents requis, leur contenu, les exigences de transparence correspondantes et les pratiques observées en 2023.

Tableau 132– Accessibilité et divulgation des documents environnementaux obligatoires

Document	Contenu principal	Exigence de transparence	Pratique observée
Termes de référence (TdR)	Cadre méthodologique de l'EIES : périmètre, analyses prévues, consultations	Aucune disposition légale imposant la publication	Non divulgués
Étude d'Impact Environnemental et Social (EIES)	Analyse des impacts, mesures d'atténuation, PGES, consultation du public	Absence de mécanisme formel de publication	Divulgation non systématique ; documents non accessibles au public
Audit Environnemental et Social (AES)	Vérification de la conformité des projets en exploitation, mesures correctives	Aucune obligation explicite de publication	Non divulgués
Compte rendu des audiences publiques	Préoccupations des communautés, avis recueillis, recommandations	Pas de règle de publication	Non divulgué
Certificat de Conformité Environnementale (CCE)	Autorisation délivrée par le MEDDBC confirmant la conformité du projet	Aucun mécanisme de diffusion prévu	Non publié

Document	Contenu principal	Exigence de transparence	Pratique observée
Plans d'Aménagement Forestier (PAF)	Gestion durable des concessions, zonage écologique, mécanismes de contrôle	Publication partielle dans le cadre de l'APV-FLEGT	Divulgation limitée et incomplète
Certificats de légalité / certification forestière	Attestations de conformité légale ou de gestion durable	Publication progressive via le Système de Vérification de la Légalité (SVL)	En cours de déploiement ; accessibilité variable
Rapports d'audits environnementaux	Évaluation périodique de l'application des mesures environnementales	Aucune obligation de publication	Non divulgués

Analyse et implications

- **L'absence d'un mécanisme légal de publication** pour la plupart des documents constitue une limite majeure à la transparence environnementale.
- Les documents clés pour le suivi environnemental (EIES, AES, CCE, audits, rapports d'audience publique) ne sont pas accessibles, ce qui limite :
  - la vérification indépendante ;
  - le contrôle citoyen ;
  - la participation informée des communautés affectées ;
  - l'évaluation des risques environnementaux par les parties prenantes.
- Dans le secteur forestier, les avancées liées au **SVL et à l'APV**-FLEGT permettent une transparence partielle, mais encore **loin d'une divulgation systématique**.

6.4.6 Gestion de l'impact social et environnemental par les entreprises

La gestion des impacts environnementaux et sociaux dans les secteurs extractifs et forestier repose sur des obligations réglementaires, complétées par des politiques internes des entreprises. En pratique, la mise en œuvre et la divulgation de ces dispositifs demeurent toutefois variables selon les sociétés et les secteurs.

(i) Plans de gestion environnementale et suivi des engagements

Conformément aux législations en vigueur (Décret n°2009-415, Loi n°33-2023, Code des hydrocarbures, Code minier et Code forestier), les entreprises extractives et forestières doivent élaborer et mettre en œuvre des Plans de Gestion Environnementale et Sociale (PGES) comprenant notamment :

- des mesures d'atténuation des impacts environnementaux et sociaux ;
- un plan de suivi et de contrôle de la mise en œuvre de ces mesures ;
- des actions de compensation et de réhabilitation des sites ;
- pour le secteur forestier : des mesures relatives à la biodiversité, la gestion durable des concessions et l'implication des communautés locales.

Données déclarées par les entreprises en 2023

Sur les entreprises incluses dans le périmètre de déclaration :

- Politiques environnementales :
  - 7 sociétés pétrolières,
  - 2 sociétés minières,
  - 1 société forestière ont déclaré disposer d'une politique formalisée de gestion des impacts environnementaux.
- Politiques sociales : Identique au périmètre précédent (7 pétrolières, 2 minières, 1 forestière).
- Politiques en matière de genre :
  - 5 sociétés pétrolières,
  - 1 société minière,
  - 1 société forestière.

Ces informations demeurent toutefois peu divulguées publiquement, les entreprises n'ayant pas l'obligation réglementaire de publier leurs PGES ou leurs politiques internes (voir section 6.4.5). Le détail des données déclarées figure en annexe 1.

(ii) **Comptes séquestres pour l'abandon et la réhabilitation des sites**

Le financement des opérations de fermeture, d'abandon et de réhabilitation des sites extractifs est un élément clé de la gestion des risques environnementaux. Les obligations varient selon les secteurs.

a) Secteur pétrolier

L'article 101 du Code des hydrocarbures (Loi n°28-2016) prévoit :

- la constitution d'une provision pour abandon et réhabilitation ;
- l'obligation de verser ces fonds dans un compte séquestre ouvert auprès de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) ;
- une gestion du compte selon des règles fixées par décret en Conseil des ministres.

État de mise en œuvre : La réglementation est en place, mais **la mise en œuvre opérationnelle et la** traçabilité des comptes séquestres restent à clarifier, faute de décret d'application pleinement disponible et de données publiées par les opérateurs.

b) Secteur minier

Le Code minier (Loi n°4-2005) impose :

- des obligations de réhabilitation et d'assainissement des sites ;
- la responsabilité directe du titulaire du titre pour financer les travaux.

État de mise en œuvre : En l'absence de décrets d'application détaillant le mécanisme financier, les modalités pratiques de constitution, de gestion et de contrôle des fonds dédiés ne sont pas encore opérationnelles.

c) Secteur forestier

Le Code forestier de 2020 renforce les obligations de gestion durable, mais :

- ne prévoit pas de mécanisme spécifique de compte séquestre pour la réhabilitation des sites ;
- impose toutefois une gestion durable certifiée et un suivi environnemental dans les concessions.

7. Secteur extractif en chiffres

7.1. Paiements du secteur extractif

7.1.1 Paiements en nature

Les sociétés extractives s'acquittent d'une partie de leurs obligations sous forme de ressources naturelles. Le tableau ci-dessous présente les volumes et montants perçus par l'État, par substance et société.

Tableau 133 – Paiements en nature par société et par flux

Opérateur	Instruments	Substance	En volume	Unité	En valeur en millions USD	En valeur en milliards FCFA
TotalEnergies EP Congo	RMP	Pétrole	5 814 845	bbl	471,09	285,45
	SPO	Pétrole	713 691	bbl	57,82	35,04
	EO	Pétrole	59 593	bbl	4,83	2,93
	PO	Pétrole	2 217 963	bbl	179,69	108,88
	Y/S	Pétrole	353 535	bbl	28,64	17,36
ENI Congp	RMP	Pétrole	1 935 222	bbl	156,78	95,00
	SPO	Pétrole	618 422	bbl	50,10	30,36
	EO	Pétrole	-	bbl	-	-
	PO	Pétrole	1 264 479	bbl	102,44	62,07
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
	RMP	Gaz	19 504	MSm3	2,64	1,60
	PO	Gaz	35 815	MSm3	4,84	2,93
Perenco	RMP	Pétrole	2 971 566	bbl	236,00	143,00
	SPO	Pétrole	684 831	bbl	54,39	32,96
	EO	Pétrole	987 356	bbl	78,42	47,52
	PO	Pétrole	2 739 712	bbl	217,59	131,85
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
Congorep	RMP	Pétrole	1 180 234	bbl	93,73	56,80
	SPO	Pétrole	1 729 794	bbl	137,38	83,24
	EO	Pétrole	90 277	bbl	7,17	4,34
	PO	Pétrole	1 055 797	bbl	83,85	50,81
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
SNPC/AMMAT	RMP	Pétrole	331 945	bbl	26,36	15,97
	SPO	Pétrole	411 617	bbl	32,69	19,81
	EO	Pétrole	-	bbl	-	-
	PO	Pétrole	187 642	bbl	14,90	9,03
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
Wing Wah	RMP	Pétrole	1 724 968	bbl	137,00	83,01
	SPO	Pétrole	1 237 677	bbl	98,30	59,56
	EO	Pétrole	-	bbl	-	-
	PO	Pétrole	815 060	bbl	64,73	39,22
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
AOGC	RMP	Pétrole	9 041	bbl	0,72	0,44
	SPO	Pétrole	-	bbl	-	-

Opérateur	Instruments	Substance	En volume	Unité	En valeur en millions USD	En valeur en milliards FCFA
	EO	Pétrole	-	bbl	-	-
	PO	Pétrole	2 260	bbl	0,18	0,11
	Y/S	Pétrole	-	bbl	-	-
Total Pétrole avant prélèvement			29 137 527	bbl	2 334,81	1 414,76
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - Qp ENI Congo			*(106 123)*	*bbl*	*(8,40)*	*(5,09)*
Prélèvement pour remboursement des coûts d'exploitation - Yanga et Sendji - Qp Total Énergies			*(167 500)*	*bbl*	*(12,52)*	*(7,59)*
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp ENI Congo					*(0,37)*	*(0,22)*
Prélèvement pour remboursement des coûts de fonctionnement - Personnel mis à la disposition du Ministère des Hydrocarbures - Qp Total Énergies					*(0,50)*	*(0,30)*
Prélèvement au titre du remboursement du coût d'exploitation de la CEC financés par ENI Congo			*(1 538 390)*	*bbl*	*(124,16)*	*(75,24)*
Prélèvement Taxes maritime par Total Énergies					*(2,96)*	*(1,80)*
Total Pétrole après prélèvement			27 325 514	bbl	2 185,89	1 324,52
Total Gaz			55 319	MSm3	7,47	4,53

7.1.2 Paiements en numéraire

Les revenus paiements en numéraire en 2023 du secteur extractif, par secteur, se présentent comme suit :

TABLEAU 134 : PAIEMENTS EN NUMERAIRE PAR SECTEUR 2023

Secteur	Montant en milliards FCFA	En %
Hydrocarbures	1 170,68	98,70%
Forestier	12,73	1,07%
Minier	2,64	0,22%
Total	1 186,05	100,00%

Le détail des revenus globaux, par société, par flux et par secteur est présenté en annexe 13.

7.1.2.1 Paiements par flux et par entité perceptrice

TABLEAU 135 : PAIEMENTS EN NUMERAIRE PAR SECTEUR, PAR FLUX ET PAR ENTITE PERCEPTRICE 2023

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Flux	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Produits de vente des cargaisons de l'État	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (SNPC- Mandat)	637,55	-	-	637,55
	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (SNPC- Mandat) via CORAF	31,54	-	-	31,54
	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (TotalEnergies EP Congo)	0,36	-	-	0,36
Total Produits de vente des cargaisons de l'État			669,45	-	-	669,45
Produit de ventes du Gaz	DGT	Versement AKSA au titre de la Commercialisation du Gaz par le MHC	1,23			1,23
Total Produits de vente du Gaz de l'État			1,23	-	-	1,23
Recettes fiscales	DGID	Impôts retenus à la source des sous-traitants	47,88	0,01	-	47,89
	DGID	Taxe sur les salaires	30,49	1,09	0,31	31,89
	DGID	Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA-DGID)	20,51	0,10	0,01	20,62
	DGID	Impôts sur les sociétés	18,95	0,10	1,35	20,40
	DGID	Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	4,35	-	-	4,35
	DGID	Centimes Additionnels (CAD)	1,28	0,03	0,001	1,31
	DGID	Autres	4,98	0,97	0,07	6,02
	DGDDI	Taxe sur la valeur ajoutée (TVA-DGDDI)	0,05	1,72	0,01	1,78
	DGDDI	Redevance informatique	0,07	0,72	0,44	1,23
	DGDDI	Tarif Extérieur Commun (TEC)	0,10	1,11	0,01	1,22
	DGDDI	Taxe à l'exportation des bois	-	0,76	-	0,76
	DGDDI	Redevance bois (RDB)	-	0,46	-	0,46
	DGDDI	Droits accessoires à la sortie (DAS)	0,01	0,01	0,03	0,05
	DGDDI	Autres	0,001	0,004	0,004	0,01
Total Recettes fiscales			128,67	7,08	2,24	137,99
Autres recettes non fiscales	DGT	Provision pour investissements diversifiés (PID)	50,93	-	-	50,93
	DGT	Dividendes versés à L'Etat	26,64	-	-	26,64
	DGT	Fiscalité de la zone d'unitization – Lianzi	15,44	-	-	15,44
	DGT	Autres	17,03	5,10	0,25	22,38
	DGAP	Recherche Cuvette & frais de formation	0,72	-	-	0,72
Total autres Recettes non fiscales			110,76	5,10	0,25	116,11
Revenus des entreprises publiques	SNPC_AP	Revenus de commercialisation des parts propres dans les contrats pétroliers	177,85	-	-	177,85
	SNPC_AP	Dividendes versés à la SNPC	31,66	-	-	31,66

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Flux	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
	SNPC_AP	Commission sur mandat de commercialisation des parts de l'Etat	9,39	-	-	9,39
	SONAREP	Revenus liés aux services rendus aux entreprises des hydrocarbures	4,33	-	-	4,33
Total Revenus des entreprises publiques			223,23	-	-	223,23
Paiements environnementaux (MEDDBC)	MEDDBC	Fonds pour la protection de l'environnement	-	0,10	0,003	0,10
	MEDDBC	Paiements environnementaux (Redevance superficiaire annuelle + redevance annuelle + frais d'examen du rapport d'EIES)	-	0,06	-	0,06
	MEDDBC	Autres	0,09	0,19	0,127	0,41
Total Paiements environnementaux (MEDDBC)			0,09	0,35	0,13	0,57
Paiements sociaux	Autres bénéficiaires	Paiements sociaux volontaires	4,53	0,05	0,02	4,60
		Paiements sociaux obligatoires	1,70	0,02	-	1,72
Paiements environnementaux		Paiements environnementaux	31,02	0,13	-	31,15
Total Autres Paiements sociaux & environnementaux			37,25	0,20	0,02	37,47
Total Général			1 170,68	12,73	2,64	1 186,05

Le détail est présenté en annexe 13 du présent rapport.

7.1.2.2 Paiements par société et par secteur

TABLEAU 136 : PAIEMENTS EN NUMERAIRE PAR SECTEUR, PAR SOCIETE ET PAR ENTITE PERCEPTRICE 2023

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Entreprise	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Produits de vente des cargaisons de l'État	DGT	SNPC_Mandat	637,55	-	-	637,55
	DGT	CORAF	31,54	-	-	31,54
	DGT	TotalEnergies	0,36	-	-	0,36
Total Produits de vente des cargaisons de l'État			669,45	-	-	669,45
Produit de ventes du Gaz	DGT	AKSA	1,23			1,23
Total Produits de vente du Gaz de l'État			1,23	-	-	1,23
Recettes fiscales	DGID	Eni Congo	89,55	-	-	89,55
	DGID	TotalEnergies	18,52	-	-	18,52
	DGID	SNPC _ AP	4,43	-	-	4,43
	DGID	Lukoil	4,15	-	-	4,15
	DGID	CHEVRON	3,61	-	-	3,61
	DGID	PERENCO	2,13	-	-	2,13
	DGID	Autres	6,04	2,32	1,74	10,10
	DGDDI	CIB	-	1,48	-	1,48
	DGDDI	TAMAN	-	0,73	-	0,73
	DGDDI	IFO	-	0,62	-	0,62
	DGDDI	SICOFOR	-	0,50	-	0,50
	DGDDI	MOKABI	-	0,39	-	0,39

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Entreprise	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
	DGDDI	SOREMI	-	-	0,33	0,33
	DGDDI	Autres	0,241	1,044	0,17	1,45
Total Recettes fiscales			128,67	7,08	2,24	137,99
Autres recettes non fiscales	DGT	SNPC_AP	27,73	-	-	27,73
	DGT	PERENCO	18,87	-	-	18,87
	DGT	TotalEnergies	18,51	-	-	18,51
	DGT	Autres	44,93	5,10	0,25	50,28
	DGAP	TotalEnergies	0,72	-	-	0,72
	DGAP	AOGC	0,01	-	-	0,01
Total autres Recettes non fiscales			110,76	5,10	0,25	116,11
Revenus des entreprises publiques	SNPC_AP	Clients SNPC (commercialisation)	177,85	-	-	177,85
	SNPC_AP	CONGOREP	31,66	-	-	31,66
	SNPC_AP	DGT (commissions sur mandat de commercialisation)	9,39	-	-	9,39
	SONAREP	SNPC (revenus de services rendus)	4,33	-	-	4,33
Total Revenus des entreprises publiques			223,23	-	-	223,23
Paiements environnementaux (MEDD)	MEDD	IFO	-	0,15	-	0,15
	MEDD	SOREMI	-	-	0,10	0,10
	MEDD	LIKOUALA TIMBER	-	0,06	-	0,06
	MEDD	CIB	-	0,06	-	0,06
	MEDD	Autres	0,09	0,08	0,03	0,20
Total Paiements environnementaux (MEDD)			0,09	0,35	0,13	0,57
Paiements sociaux	Paiements sociaux Obligatoires & Volontaires	SNPC-AP	4,17	-	-	4,17
		TotalEnergies	1,77	-	-	1,77
		Hemla	0,17	-	-	0,17
		Eni Congo	0,09	-	-	0,09
		SEFYD	-	0,05	-	0,05
		AOGC	0,03	-	-	0,03
		IFO	-	0,02	-	0,02
		COMINCO	-	-	0,01	0,01
		MPD	-	-	0,01	0,01
Total Paiements sociaux			6,23	0,07	0,02	6,32
Autres paiements environnementaux	Paiements environnementaux	TotalEnergies	13,07	-	-	13,07
		CHEVRON	0,75	-	-	0,75
		PERENCO	7,77	-	-	7,77
		Lukoil	0,20	-	-	0,20
		CONGOREP	9,23	-	-	9,23
		Autres	-	0,13	-	0,13
Total Paiements Environnementaux			31,02	0,13	0,00	31,15
Total Général			1 170,68	12,73	2,64	1 186,05

Le détail est présenté en annexe 13 du présent rapport.

7.2. Paiements par projet

L'analyse porte sur les paiements liquidés par projet, lesquels sont soumis à une obligation de déclaration par projet dans le cadre du Rapport ITIE.

En 2023, l'ensemble des paiements en nature détaillés à la section 7.1.1 a été déclaré par projet. La typologie des flux financiers en numéraire soumis à déclaration par projet, conformément à la définition détaillée à la section 4.7, est présentée à l'annexe 8 du présent rapport. L'analyse de conformité de la déclaration par projet se résume comme suit :

TABLEAU 137 : PAIEMENTS PAR PROJET 2023

			Reporté par projets			% désagrégé
Secteur	Nature	Liquidé par projet	Non	Oui	Total général	
Hydrocarbures	En numéraire	Oui	54,59	30,47	85,06	35,82%
	En nature	Oui	(77,56)	1 442,07	1 364,51	105,68%
Forestier	En numéraire	Oui	2,12	1,81	3,93	46,06%
Minier	En numéraire	Oui	0,25	-	0,25	0,00%
Total			- 20,60	1 474,35	1 453,75	
			-1,42%	*101,42%*		

Le détail par flux, société et secteur est présenté en annexe 16 du présent rapport.

7.3. Revenus budgétaires

7.3.1 Revenus par secteur

Les revenus budgétaires 2023 du secteur extractif, par secteur, se présentent comme suit :

TABLEAU 138 : REVENUS BUDGETAIRES PAR SECTEUR 2023

Secteur	Montant en milliards FCFA	En %
Hydrocarbures	910,20	98,36%
Forestier	12,53	1,35%
Minier	2,62	0,28%
Total	925,35	100,00%

7.3.2 Revenus par Flux

TABLEAU 139 : REVENUS BUDGETAIRES PAR SECTEUR, PAR FLUX ET PAR ENTITE PERCEPTRICE 2023

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Flux	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Produits de vente des cargaisons de l'État	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (SNPC- Mandat)	637,55	-	-	637,55
	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (SNPC- Mandat) via CORAF	31,54	-	-	31,54
	DGT	Versement au titre de la Commercialisation du pétrole de l'Etat (TotalEnergies EP Congo)	0,36	-	-	0,36
Total Produits de vente des cargaisons de l'État			669,45	-	-	669,45
Produit de ventes du Gaz	DGT	Versement AKSA au titre de la Commercialisation du Gaz par le MHC	1,23			1,23
Total Produits de vente du Gaz de l'État			1,23	-	-	1,23
Recettes fiscales	DGID	Impôts retenus à la source des sous-traitants	47,88	0,01	-	47,89
	DGID	Taxe sur les salaires	30,49	1,09	0,31	31,89
	DGID	TVA-DGID	20,51	0,10	0,01	20,62
	DGID	Impôts sur les sociétés	18,95	0,10	1,35	20,40
	DGID	Retenue à la source sur les intérêts d'emprunts	4,35	-	-	4,35
	DGID	Centimes Additionnels	1,28	0,03	0,001	1,31
	DGID	Autres	4,98	0,97	0,07	6,02
	DGDDI	TVA-DGDDI	0,05	1,72	0,01	1,78
	DGDDI	Redevance informatique	0,07	0,72	0,44	1,23
	DGDDI	Tarif Extérieur Commun	0,10	1,11	0,01	1,22
	DGDDI	Taxe à l'exportation des bois	-	0,76	-	0,76
	DGDDI	Redevance bois (RDB)	-	0,46	-	0,46
	DGDDI	Droits accessoires à la sortie	0,01	0,01	0,03	0,05
	DGDDI	Autres	0,001	0,004	0,004	0,01
Total Recettes fiscales			128,67	7,08	2,24	137,99
Autres recettes non fiscales	DGT	Provision pour investissements diversifiés	50,93	-	-	50,93
	DGT	Dividendes versés à L'Etat	26,64	-	-	26,64
	DGT	Fiscalité de la zone d'unitization – Lianzi	15,44	-	-	15,44
	DGT	Autres	17,03	5,10	0,25	22,38
	DGAP	Recherche Cuvette & frais de formation	0,72	-	-	0,72
Total autres Recettes non fiscales			110,76	5,10	0,25	116,11
	MEDDBC	Fonds pour la protection de l'environnement	-	0,10	0,003	0,10

Affectation	Entité perceptrice	Flux	Secteur (Mds FCFA) Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Paiements environnementaux (MEDDBC)	MEDDBC	Paiements environnementaux (Redevance superficiaire annuelle + redevance annuelle + frais d'examen du rapport d'EIES)	-	0,06	-	0,06
	MEDDBC	Autres	0,09	0,19	0,127	0,41
Total Paiements environnementaux (MEDDBC)			0,09	0,35	0,13	0,57
Total Général			910,20	12,53	2,62	925,35

Le détail est présenté en annexe 14 du présent rapport.

7.3.3 Revenus par société

TABLEAU 140 : REVENUS BUDGETAIRES PAR SECTEUR, PAR SOCIETE ET PAR ENTITE PERCEPTRICE 2023

Affectation	Entité perceptrice	Entreprise	Secteur (Mds FCFA) Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Produits de vente des cargaisons de l'État	DGT	SNPC_Mandat	637,55	-	-	637,55
	DGT	CORAF	31,54	-	-	31,54
	DGT	TotalEnergies	0,36	-	-	0,36
Total Produits de vente des cargaisons de l'État			669,45	-	-	669,45
Produit de ventes du Gaz	DGT	AKSA	1,23			1,23
Total Produits de vente du Gaz de l'État			1,23	-	-	1,23
Recettes fiscales	DGID	Eni Congo	89,55	-	-	89,55
	DGID	TotalEnergies	18,52	-	-	18,52
	DGID	SNPC _ AP	4,43	-	-	4,43
	DGID	Lukoil	4,15	-	-	4,15
	DGID	CHEVRON	3,61	-	-	3,61
	DGID	PERENCO	2,13	-	-	2,13
	DGID	Autres	6,04	2,32	1,74	10,10
	DGDDI	CIB	-	1,48	-	1,48
	DGDDI	TAMAN	-	0,73	-	0,73
	DGDDI	IFO	-	0,62	-	0,62
	DGDDI	SICOFOR	-	0,50	-	0,50
	DGDDI	MOKABI	-	0,39	-	0,39
	DGDDI	SOREMI	-	-	0,33	0,33
	DGDDI	Autres	0,241	1,044	0,17	1,45
Total Recettes fiscales			128,67	7,08	2,24	137,99
Autres recettes non fiscales	DGT	SNPC_AP	27,73	-	-	27,73
	DGT	PERENCO	18,87	-	-	18,87
	DGT	TotalEnergies	18,51	-	-	18,51
	DGT	Autres	44,93	5,10	0,25	50,28
	DGAP	TotalEnergies	0,72	-	-	0,72
	DGAP	AOGC	0,01	-	-	0,01
Total autres Recettes non fiscales			110,76	5,10	0,25	116,11

			Secteur (Mds FCFA)			
Affectation	Entité perceptrice	Entreprise	Hydrocarbure	Forestier	Minier	Total
Paiements environnementaux (MEDD)	MEDD	IFO	-	0,15	-	0,15
	MEDD	SOREMI	-	-	0,10	0,10
	MEDD	LIKOUALA TIMBER	-	0,06	-	0,06
	MEDD	CIB	-	0,06	-	0,06
	MEDD	Autres	0,09	0,08	0,03	0,20
Total Paiements environnementaux (MEDD)			0,09	0,35	0,13	0,57
Total Général			910,20	12,53	2,62	925,35

Le détail est présenté en annexe 14 du présent rapport.

7.3.4 Revenus par entité perceptrice

TABLEAU 141 : REVENUS BUDGETAIRES PAR ENTITE PERCEPTRICE 2023

(milliards FCFA) Entité perceptrice	Hydrocarbures	Forestier	Minier	Total
DGT	780,73	5,10	0,25	786,08
DGID	128,43	2,31	1,74	132,48
DGDDI	0,23	4,77	0,50	5,50
DGAP	0,72	-	-	0,72
MEDDBC	0,09	0,35	0,13	0,57
Total budgétaire brut	910,20	12,53	2,62	925,35

8 Recommandations et constatations

8.1 Recommandations du rapport ITIE 2023

Nous présentons dans cette section les constatations issues de notre vérification ainsi que les recommandations y afférentes :

Niveaux de priorité à utiliser pour classer les recommandations
Priorité 1 – Une mesure corrective est requise d'urgence
Priorité 2 – Une mesure particulière est requise rapidement
Priorité 3 – Une mesure corrective particulière est souhaitable

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
1	**Suivi et mise en œuvre des recommandations des rapports ITIE** antérieures *Constatation* L'analyse du présent rapport montre que plusieurs insuffisances déjà relevées dans les rapports ITIE 2021 et 2022 demeurent non résolues. Malgré la présence de recommandations antérieures, leur niveau de mise en œuvre reste limité, ce qui indique que les mécanismes actuels de suivi et de coordination ne permettent pas encore d'assurer une exécution complète et systématique des actions prévues. *Impact* L'absence d'un dispositif structuré de suivi réduit la capacité du CN-ITIE à mesurer les progrès accomplis, à prioriser les actions essentielles et à assurer la cohérence des efforts de mise en œuvre. Cela limite également la visibilité des parties prenantes sur l'avancement réel des réformes recommandées et entrave la conformité progressive avec la Norme ITIE 2023. *Recommandations*	CN-ITIE	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	1. Élaboration d'un Plan d'Action Correctif conforme à l'Exigence 1.4(d) Il est recommandé que le CN-ITIE élabore et adopte un **Plan d'Action Correctif public et structuré**, intégrant l'ensemble des recommandations non encore mises en œuvre. Ce plan devrait : • **Identifier clairement l'entité responsable** (ministère, administration, société d'État ou commission thématique) pour chaque action ; • Définir des indicateurs de suivi mesurables, accompagnés d'échéances réalistes et d'étapes intermédiaires ; • Hiérarchiser les actions en fonction de leur lien avec les exigences prioritaires de la Norme ITIE. **2. Mise en place d'un dispositif de suivi trimestriel** Pour renforcer la redevabilité interne, il est proposé d'instaurer un **examen trimestriel de l'avancement** des actions prévues dans le Plan d'Action Correctif. Ce mécanisme pourrait inclure : • la préparation de rapports de progrès documentés ; • l'inscription automatique d'un point « suivi des recommandations » à l'ordre du jour du CN-ITIE lorsque les progrès sont limités ou différés.		
2	**Mise en place d'une cartographie des risques de corruption dans les secteurs extractifs** *Constatation* Les vulnérabilités relevées dans les chaînes de valeur extractives (attribution des droits, suivi opérationnel, commercialisation internationale, traçabilité) convergent avec : • les indicateurs internationaux (IPC 2023 : 22/100) ; • les affaires judiciaires documentées, dont celle instruite en Suisse en 2023 concernant des pratiques illicites liées à l'accès à des cargaisons de pétrole ;	CN-ITIE	2

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité

- les écarts de divulgation constatés dans le questionnaire adressé aux entreprises, qui révèle une forte hétérogénéité dans l'existence et la publication des politiques anticorruption, en particulier pour les entreprises nationales et plusieurs opérateurs miniers et forestiers.

Ces éléments montrent l'absence d'un **outil systématique permettant d'identifier, hiérarchiser et suivre les risques** de manière cohérente.

Impact

L'absence de cartographie structurée entraîne :

- une priorisation difficile des réformes à mener dans les segments les plus exposés ;
- une visibilité limitée pour le CN-ITIE sur les risques nouveaux ou émergents dans les chaînes de valeur;
- des écarts persistants de conformité, notamment pour les entreprises publiques et certains opérateurs n'ayant pas documenté leurs dispositifs d'intégrité ;
- une vulnérabilité accrue dans les processus sensibles susceptible de fragiliser la transparence et la gouvernance du secteur.

Recommandations

Il est recommandé d'élaborer une cartographie intégrée des risques de corruption dans la chaine de valeur des trois secteurs. Cette cartographie devrait :

1. Identifier et classer les risques sur la base notamment d'une évaluation des vulnérabilités déjà relevées dans les rapports ITIE et des cas documentés affectant la chaîne de valeur .
2. Définir des mesures de mitigation pour les segments prioritaires (attribution des droits, commercialisation, reporting, gouvernance des entreprises publiques, traçabilité).

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	3. Intégrer ces résultats dans le Plan de Travail ITIE, afin d'orienter les contrôles, renforcer la transparence et accompagner les entreprises dans la formalisation et la publication de leurs politiques d'intégrité conformément à la Norme ITIE 2023.		
3	Traçabilité et désagrégation du revenu de gestion du champ TILAPIA : Constatation La SONAREP perçoit une rémunération de 3 USD/baril pour la gestion du brut de l'État du champ TILAPIA, livré à la CORAF. Cependant : • les montants ne sont pas désagrégés dans les états financiers ; • les volumes ne sont pas vérifiables, car les ventes locales de la SNPC ne sont pas ventilées par champ, malgré une production déclarée de 7 235 barils en 2023. Impact L'absence de ventilation financière et volumétrique empêche la traçabilité du revenu de l'État lié à TILAPIA et limite la compréhensibilité des relations financières entre les entreprises publiques du secteur pétrolier. Recommandation • Intégrer formellement ce revenu comme flux à déclarer dans les prochains rapports ITIE. • Demander à la SONAREP de fournir, dans sa déclaration ITIE, le montant perçu ainsi que les volumes de barils correspondant à la rémunération de 3 USD/bbl. • Inviter la SNPC à ventiler les ventes locales de la part de l'État par champ, afin de permettre la vérification indépendante du revenu de gestion lié à TILAPIA.	CN-ITIE SNPC SONAREP	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
4	*Divulgation des revenus issus des services rendus aux entreprises des hydrocarbures* Constatation La SONAREP n'a pas déclaré, dans sa déclaration ITIE 2023, les revenus provenant des services rendus à la SNPC. Pourtant, l'analyse croisée des états financiers SNPC et SONAREP met en évidence l'existence d'un ensemble de prestations, notamment : • la mise à disposition de personnel SONAREP sur le permis Loango-Zachi ; • une rémunération de 0,5 USD/baril liée à la production du permis MKB II, conformément au contrat de service entre la SNPC et la SONAREP ; • des revenus issus de la location d'équipements de Welltesting utilisés par la SNPC sur le même permis. Ces flux ne sont pas désagrégés dans les déclarations ITIE, alors qu'ils constituent des revenus significatifs perçus par une entreprise d'État dans le cadre du secteur extractif. Impact L'absence de déclaration de ces revenus empêche : • une vision complète des transactions entre entreprises publiques du secteur ; • la traçabilité des paiements liés à des prestations de services extractifs ; • une conformité pleine et entière aux Exigences 4.1 et 4.5 de la Norme ITIE 2023, relatives aux paiements substantiels et aux transactions impliquant des entreprises d'État. Recommandation • Inclure ce flux dans les prochains rapports ITIE, sous la catégorie « Revenus liés aux services rendus aux entreprises des hydrocarbures ».	CN-ITIE SONAREP	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	• Demander à la SONAREP de déclarer annuellement le montant total perçu par type de service et les volumes de production associés (pour le tarif de 0,5 USD/baril). • Intégrer ces flux dans le périmètre de déclaration afin d'assurer une divulgation systématique et une conciliation conforme aux standards ITIE.		
5	*Désagrégation des Impôts sur les Salaires :* *Constatation* La DGID déclare la « Taxe sur les salaires » sous une forme agrégée (IRPP, TF, TA, FNH, TUS), sans détail par composante, ce qui ne permet pas d'identifier clairement les montants individuels versés par chaque entreprise. *Impact* Cette agrégation limite la transparence fiscale et ne satisfait pas pleinement l'Exigence 4.7 de la Norme ITIE (désagrégation par type de revenu). *Recommandation* La DGID devrait désagréger ce flux dans les prochains rapports ITIE en publiant, pour chaque entreprise, le montant correspondant à chaque taxe composant la rubrique « Taxe sur les salaires »	DGID	2
6	*Limites du dispositif de traçabilité et de classification des recettes pétrolières au Trésor* *Constats :* Les recettes pétrolières se caractérisent par leur diversité et, pour certaines, par un caractère ponctuel ou spécifique (bonus, ajustements contractuels, régularisations, remboursements de dettes, etc.). En outre, ces recettes peuvent être versées de manière groupée par les sociétés pétrolières, sans ventilation explicite par nature de flux. Dans ce contexte, le système d'information de la Direction Générale du Trésor ne dispose pas encore de l'ensemble des outils nécessaires pour identifier et affecter systématiquement ces paiements par catégorie de recettes dès leur	DGT Entreprises extractives	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité

encaissement. En l'absence d'informations suffisantes au moment du paiement et d'une nomenclature automatisée dédiée, certains flux font l'objet d'imputations provisoires, notamment la Provision pour Investissement Diversifié (PID), avant régularisation.

Impact

Ces contraintes d'affectation peuvent entraîner des distorsions temporaires dans la ventilation des recettes pétrolières, se traduisant par des écarts apparents entre lignes de recettes. Elles compliquent les exercices de rapprochement et affectent la présentation des recettes dans le TOFE, les **documents budgétaires de l'État** et les déclarations ITIE, sans pour autant traduire des insuffisances de recouvrement.

Recommandation

Il est recommandé d'accompagner la gestion des recettes pétrolières par un renforcement progressif du cadre **d'imputation et de traçabilité**, notamment par :

- l'adaptation du système d'information du Trésor afin de permettre la ventilation des paiements groupés et des flux spécifiques selon leur nature économique ;
- la mise en place de modalités de déclaration standardisées pour les entreprises pétrolières, précisant la décomposition des versements par type de recettes ;
- l'instauration de procédures de régularisation et de rapprochement périodiques entre le Trésor, les administrations sectorielles et les entreprises, afin d'assurer la cohérence des données comptables, budgétaires et ITIE .

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
7	***Décalages d'enregistrement des recettes pétrolières entre le Trésor et l'administration fiscale*** *Constats :* Dans la chaîne de recouvrement des recettes pétrolières, les paiements effectués par les entreprises sont encaissés par la Direction Générale du Trésor, tandis que la liquidation, l'imputation fiscale et le suivi des droits relèvent de la Direction Générale des Impôts. En l'absence d'une interconnexion fonctionnelle entre les systèmes d'information de ces deux administrations, la transmission des informations de paiement repose sur des circuits manuels et différés. Cette organisation entraîne des **décalages entre la date d'encaissement effectif au Trésor et la date d'enregistrement fiscal** des recettes. Ainsi, des paiements pétroliers encaissés en fin d'exercice peuvent être imputés fiscalement sur l'exercice suivant, comme observé pour la taxe sur les salaires acquittée par TotalEnergies. (voir section 4.1.3.2.4) *Impact* Ces décalages affectent le **rattachement budgétaire des recettes pétrolières à l'exercice de référence**, en créant un écart entre l'exécution de trésorerie et l'exécution fiscale. Ils se traduisent par : • une sous-estimation des recettes de l'exercice au cours duquel les paiements sont effectivement encaissés ; • une surévaluation apparente des recettes de l'exercice suivant ; • des écarts récurrents dans les travaux de réconciliation ITIE, les flux étant enregistrés sur des exercices différents par le Trésor, l'administration fiscale et les entreprises. *Recommandation* Il est recommandé de renforcer la continuité et la synchronisation de la chaîne de recouvrement des recettes pétrolières, notamment par :	DGT DGID	2

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	• la mise en place d'un **dispositif d'échange automatisé des informations de paiement** entre le Trésor et l'administration fiscale, permettant un enregistrement cohérent et synchronisé des recettes ; • à défaut d'une interconnexion immédiate, l'instauration de procédures formalisées de transmission périodique **des données d'encaissement**, assorties de règles claires de rattachement à l'exercice budgétaire ; • l'harmonisation des **procédures de clôture de fin d'exercice**, afin de garantir que toute recette pétrolière encaissée par le Trésor avant le 31 décembre soit rattachée à l'exercice correspondant dans les documents budgétaires et les déclarations ITIE.		
8	***Exécution des accords d'infrastructures, compensations forestières et mobilisation des recettes*** *Constat* Le rapprochement des données relatives aux accords d'infrastructures et aux compensations forestières met en évidence des insuffisances de documentation contractuelle, des **incohérences dans le suivi de l'exécution des accords** et des divergences entre les déclarations des entreprises et les enregistrements administratifs. En l'absence d'un dispositif consolidé de suivi, les informations disponibles ne permettent pas de retracer de manière complète les compensations exécutées, les soldes restant dus et les paiements ou recettes associés. Par ailleurs, ces vulnérabilités interviennent dans un contexte de faible mobilisation des recettes forestières. Alors que le secteur forestier représente environ 5,6 % du PIB national, les recettes budgétaires forestières se sont élevées à 12,53 milliards FCFA en 2023, correspondant à un **taux de pression fiscale d'environ 2,5 %**. *Impact* Ces vulnérabilités limitent la capacité à apprécier de manière transparente l'**effectivité de l'exécution des accords** et la contribution réelle du secteur forestier aux finances publiques, malgré son poids économique significatif. *Recommandation* Il est recommandé de conduire un audit indépendant et ciblé portant à la fois sur les recettes et les compensations	DGEF, DGID , CN-ITIE	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	forestières et sur l'**exécution effective des accords d'infrastructures**, afin de reconstituer les engagements contractuels, les travaux réalisés, les flux compensés et les soldes associés.		
9	**Réattribution d'un actif minier découvert - limites du cadre réglementaire et enjeux de valorisation pour l'État** *Constat* Le Code minier de 2005 encadre l'octroi et la réattribution des permis miniers par décret pris en Conseil des ministres, sans prévoir explicitement de procédure de mise en concurrence pour l'attribution de titres portant sur un gisement découvert, constituant un actif minier. Dans ce cadre, le permis d'exploitation de fer dit *Mayoko-Moussondji* a été réattribué de gré à gré en 2023 à Ulsan Mining Congo par le décret n°2023-1545 du 15 septembre 2023, à la suite de la déchéance du titulaire initial, Congo Mining, intervenue en 2021 pour insuffisance d'activités et non-paiement des redevances. Le Code minier prévoit, à l'article 65, le versement d'une **indemnité en cas d'attribution d'un permis portant sur un** gisement découvert à une tierce personne, afin de tenir compte de la valeur attachée à la découverte. Dans le cas d'espèce, la déchéance du titulaire initial conduit à considérer que la **valorisation économique de l'actif minier relève de l'État**, en tant que propriétaire du domaine minier. Toutefois, le décret d'attribution de 2023 ne mentionne aucune indemnité, et les informations disponibles ne permettent pas d'identifier l'existence d'un mécanisme financier reflétant la valeur du gisement réattribué. *Impact* La réattribution de gré à gré d'un actif minier déjà identifié, en l'absence de mécanisme explicite de valorisation financière au profit de l'État, révèle une vulnérabilité du cadre réglementaire et procédural en matière de gestion des actifs extractifs. Cette situation peut constituer un manque à gagner potentiel pour les finances publiques et limite la **transparence des conditions économiques d'accès à la ressource**. *Recommandation* Il est recommandé de :	CN-ITIE Ministère en charge des Mines	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	• documenter et publier systématiquement, pour les cas de réattribution de gré à gré de titres portant sur des gisements découverts, les conditions économiques et financières associées ; • préciser et divulguer les modalités de valorisation des actifs miniers réattribués, y compris l'existence ou non d'indemnités ou de contreparties financières au profit de l'État ; • engager une réflexion sur l'évolution du cadre réglementaire, afin d'introduire des mécanismes permettant à l'État de capturer la valeur économique des actifs miniers découverts (procédures concurrentielles, primes de réattribution, clauses financières spécifiques), en cohérence avec les bonnes pratiques internationales.		
	Contrôle des coûts pétroliers et coordination fiscale – vulnérabilités institutionnelles identifiées *Constat* En République du Congo, le contrôle des coûts pétroliers est assuré par la **Direction Générale de l'Économie, de l'Audit** et du Trading Pétrolier (DGEATP), structure technique relevant du Ministère des Hydrocarbures, dans le cadre du suivi de l'exécution des conventions pétrolières et des audits de coûts réalisés sur les activités amont. Ce contrôle porte principalement sur la conformité contractuelle des dépenses, leur éligibilité au regard des mécanismes de recouvrement des coûts et la réalité technique des opérations déclarées par les opérateurs.		
10	En revanche, la DGID n'intervient pas de manière systématique dans le contrôle fiscal des coûts pétroliers, notamment en ce qui concerne leur déductibilité fiscale et les risques liés aux prix de transfert (transactions intra-groupe, services facturés par des entités liées, financements intragroupe). Par ailleurs, il n'existe pas de **mécanisme formalisé et régulier d'échange d'informations** entre la DGEATP et la Direction Générale des Impôts concernant les résultats des audits de coûts pétroliers, les ajustements opérés et leurs incidences fiscales. Les informations disponibles ne permettent pas non plus d'établir que la DGEATP dispose, à elle seule, des outils spécialisés et bases de données de comparables généralement requis pour un contrôle approfondi des prix de transfert, compétence qui relève par nature de l'administration fiscale.	DGID, DGEATP	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	Impact Cette organisation institutionnelle crée une zone de vulnérabilité fiscale dans la mobilisation des recettes pétrolières, en particulier s'agissant du contrôle des transactions entre parties liées et de la sécurisation de l'**assiette de l'impôt** sur les sociétés pétrolières. Recommandation Il est recommandé de renforcer la coordination institutionnelle entre la DGEATP et la Direction Générale des Impôts, notamment par : • la formalisation de **protocoles d'échange systématique d'informations** sur les audits de coûts pétroliers et leurs incidences fiscales ; • l'association de la Direction Générale des Impôts aux audits de coûts présentant des enjeux fiscaux significatifs, en particulier sur les prix de transfert ; • le développement de capacités conjointes (guides méthodologiques, formations ciblées, outils analytiques partagés), afin d'assurer une lecture convergente des coûts sous leurs dimensions technique, contractuelle et fiscale, conformément aux meilleures pratiques internationales.		
11	**Traçabilité des données de production et d'exportation d'or et de diamant** *Constat* Les données 2023 mettent en évidence des vulnérabilités de traçabilité dans le secteur minier artisanal. Pour l'or, l'administration minière n'a déclaré aucune exportation, alors que les statistiques de UN-Comtrade font état de 457,4 kg exportés pour 622 millions USD, dont plus de 98 % vers les Émirats arabes unis. Selon la Direction Générale des Mines, ces flux correspondent principalement à des réexportations ou à du transit régional, et non à la production artisanale nationale. Pour le diamant, les vulnérabilités sont plus critiques. L'administration minière rapporte une production et des exportations de 18,5 carats (8 100 USD), cohérentes avec les données du Processus de Kimberley. Toutefois, les	Ministère en charge des Mines , Processus Kimberley, DGDDI	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Entité concernée	Priorité
	statistiques COMTRADE indiquent des flux sortants depuis **le Congo d'environ 381 000 carats** (plus de 9 millions USD), volumes jugés incompatibles avec les capacités nationales. Ces écarts, malgré le cadre du Processus de Kimberley, affectent la fiabilité des informations publiées dans le cadre des divulgations ITIE. *Impact* Les vulnérabilités de traçabilité observées, particulièrement pour le diamant artisanal, limitent la fiabilité des données sur la production et les exportations et affectent la crédibilité des divulgations ITIE relatives au secteur artisanal. Elles réduisent également la capacité de l'État à apprécier la contribution réelle de l'EMAPE aux recettes publiques. *Recommandations* Il est recommandé de : • sécuriser et centraliser les données relatives à la production et aux exportations artisanales au niveau de la Direction Générale des Mines, en lien avec les services douaniers ; • **renforcer le contrôle des comptoirs d'achat et d'exportation de diamants**, maillons clés de la chaîne de commercialisation, conformément aux exigences du Processus de Kimberley ; • formaliser la distinction entre production nationale, importations, réexportations et transit, notamment pour l'or, afin d'améliorer la cohérence des statistiques ; • intégrer ces améliorations dans le reporting ITIE, afin de renforcer la transparence et la crédibilité des données publiées.		

8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs

Constats et Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Structures concernées
Recommandations rapport 2022		
Élaboration et publication du rapport annuel d'avancement	Non	CN-ITIE
Manque de statistiques sur l'emploi dans le secteur extractif	Non	CN-ITIE
Amélioration de la transparence de la fixation des prix fiscaux	Non	Ministère des hydrocarbures
Revue des procédures d'octroi des titres miniers	Non	DGM
Renforcer le dispositif de lutte contre la corruption dans le secteur extractif	Non	CN-ITIE
Recommandations rapport 2021		
Mise en œuvre des recommandations des rapports ITIE et du rapport de validation	Non	CN-ITIE
Clarifier les critères techniques et financiers dans l'évaluation des demandes d'octroi et de transfert de permis dans le secteur des hydrocarbures	Non	Ministère des hydrocarbures
Clarifier les critères techniques et financiers dans l'évaluation des demandes d'octroi et de transfert de permis dans le secteur des mines	Non	Direction Générale des Mines (DGM)
Assurer la conformité des données divulguées dans le répertoire miniers à la Norme ITIE	Non	Direction Générale des Mines (DGM)
Garantir l'exhaustivité du répertoire minier	Non	Direction Générale des Mines (DGM)
Assurer l'exhaustivité des participations de l'Etat dans le secteur minier	Non	Direction Générale des Mines (DGM)
Établissement d'un système de cadastre forestier	Non	Direction Générale des Mines (DGM)/ Direction Générale du Portefeuille Public (DGPP)
Sensibilisation et engagement des entreprises extractives	Non	CN-ITIE / Entreprise extractives
Renforcer la transparence des accords de commercialisation des hydrocarbures signés avec les	Non	Ministère des hydrocarbures

Constats et Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Structures concernées
entreprises pétrolières		
Améliorer la fiabilité des données d'exportation et de production	Non	Ministère des hydrocarbures/ Direction Générale des Mines (DGM)/ Direction Générale de l'Économie Forestière (DGEF)
Assurer la conformité des transferts infranationaux dans le secteur des hydrocarbures aux dispositions réglementaires	Non	Direction Générale du Trésor (DGT)
Recensement des obligations sociales et environnementales dans les secteur des hydrocarbures et des forêts	Non	CN-ITIE
Recommandations rapport 2020		
Accélérer la publication des textes d'application du nouveau code forestier	Non	Ministère de l'Économie Forestière
Désagrégation des paiements et des revenus provenant du secteur extractif par projet	Non	Agences gouvernementales et sociétés extractives
Recommandations rapport 2019		
Absence de Registre public ou de système de cadastre dans le secteur forestier	Non	Ministère de l'Économie Forestière
Accélérer la mise en place du registre public ou de système de cadastre dans le secteur minier	Non	Ministère des Mines et de laGéologie
Mise en place d'un registre public des bénéficiaires effectifs	Non	Comité National ITIE
Recommandations rapport 2018		
Accélérer la publication les textes d'application de la loi n°2016-28 du12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures	Non	Ministère de hydrocarbures
Renforcer la transparence en ce qui concerne les données sur la commercialisation de matières premières	Non	Ministère des hydrocarbureset la SNPC
Recommandations rapport 2017		

Constats et Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Structures concernées
Absence de statistiques sur le secteur minier artisanal	Non	Ministère des mines et de la Géologie
Absence d'indication concernant les critères techniques et financiers utiliséslors de l'attribution des titres miniers	Non	Ministère des mines et de la Géologie
Absence d'informations sur la répartition de la taxe de superficie entre lesdépartements	Non	Direction Générale duTrésor
Manque de ressources au Secrétariat Technique Permanent de l'ITIE Congo	Non vérifié	Comité National ITIE
Recommandations rapport 2016		
Retard dans la mise en œuvre de la feuille de route sur la propriété réelle	En cours	Comité National ITIE
Mise en œuvre des transferts infranationaux	Non	Direction Générale du Trésor
Retards et défaillances dans la soumission des formulaires de déclaration	Non	Comité National ITIE
Remobiliser l'implication des différentes parties prenantes dans le processus ITIE	Non	Comité National ITIE
Adopter une nomenclature fiscale spécifique au secteur extractif	Non	Ministère des Finances

Aucune information n'a été communiquée concernant l'état d'avancement des mesures correctives et des recommandations formulées dans les précédents rapports de l'ITIE.

8.3 Suivi des recommandations de la dernière validation « Composante : Transparence »

Le Conseil d'administration a établi que la République du Congo aura jusqu'à la prochaine validation, commençant le 1er avril 2025, pour mettre en place des mesures correctives concernant l'engagement du gouvernement (Exigence 1.1), l'engagement de l'industrie (Exigence 1.2), l'engagement de la société civile (Exigence 1. 3), la supervision du Groupe multipartite (Exigence 1.4), le plan de travail (Exigence 1.5), les octrois de contrats et de licences (Exigence 2.2), la propriété effective (Exigence 2.5), les accords de troc (Exigence 4.3), les paiements infranationaux directs (Exigence 4.6), la désagrégation (Exigence 4.7), la distribution des revenus (Exigence 5.1), les dépenses sociales et environnementales (Exigence 6.1), les dépenses quasi-fiscales des entreprises d'État (Exigence 6.2), le débat public (Exigence 7.1) et les résultats et impact (Exigence 7.4).

Le suivi de mise en œuvre des recommandations liées à la composante Transparence, se présent comme suit :

Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Commentaires
Exigence 2.2 : Octrois de contrats et de licences		
La République du Congo devra renforcer ses divulgations publiques des critères techniques et financiers évalués dans les transferts de participations pétrolières. Pour renforcer la mise en œuvre, la République du Congo pourra mener son diagnostic des pratiques d'octroi de contrats et de licences par rapport aux droits extractifs accordés les années précédant la période couverte par la mise en œuvre de l'ITIE.	Non	Se référer à la sous-section 2.2.1.2
Exigence 2.5 : Propriété effective		
La République du Congo est tenue de divulguer l'identité des bénéficiaires effectifs de toutes les entreprises qui détiennent une licence extractive ou en soumettent une demande. Pour atteindre cette cible, la République du Congo devra établir un cadre juridique et réglementaire favorable à la collecte et la divulgation publique des informations sur la propriété effective de toutes les entreprises pétrolières, gazières et minières, comprenant des définitions appropriées de la propriété effective et couvrant les personnes politiquement exposées. La République du Congo, suite à la recommandation de l'étude de juin 2022 sur la propriété effective, devra fournir des garanties adéquates relativement à la fiabilité des données soumises. Le gouvernement est encouragé à établir un registre public des bénéficiaires effectifs. La République du Congo est encouragée à convenir de priorités pour les divulgations sur la propriété effective et à planifier les efforts à déployer dans ce cadre en vue d'obtenir ces données. Par exemple, la République du Congo pourrait privilégier les divulgations soumises par certains types d'entreprises ou par celles détenant un type donné de licence ou produisant une matière première spécifique, compte tenu des risques associés à la corruption, à l'évasion fiscale ou au contournement des dispositions en matière de participation locale. Ces priorités devront orienter les efforts de sensibilisation auprès des entreprises et leur fournir des conseils. La République du Congo pourrait envisager d'étendre	Non	Se référer à la sous-section 2.5.4

Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Commentaires
la portée de la transparence de la propriété réelle à d'autres secteurs au-delà des industries extractives en amont, y compris aux entreprises qui achètent les revenus en nature de l'État		
Exigence 4.3 : Accords de troc		
La République du Congo devra veiller à la divulgation publique des principales conditions de tout accord ou ensemble d'accords impliquant la fourniture de biens et de services (y compris des prêts et des travaux d'infrastructure), en échange total ou partiel de concessions pétrolières, gazières ou minières ou de la livraison physique de ces matières premières à des parties spécifiques désignées dans le cadre de l'accord. Cela devrait inclure les accords dans lesquels il y a une livraison physique de pétrole brut à des acheteurs spécifiques en remboursement de prêts ou de la fourniture de travaux d'infrastructure, tels que des accords de préfinancement. Pour pouvoir le faire, le Groupe multipartite doit divulguer la valeur du flux d'avantages d'équilibrage (par exemple, les travaux d'infrastructure) et évaluer si les accords offrent une juste valeur au gouvernement par rapport aux accords extractifs conventionnels. Cela pourrait également inclure des informations sur la gestion et la surveillance des fonds du compte séquestre dédié à l'accord avec la Chine. L'ITIE Congo est tenue de convenir d'une procédure pour traiter la qualité des données et l'exactitude des informations énoncées ci-dessus, conformément à l'Exigence 4.9 et à l'Article 66 du Code sur la transparence de mars 2017.	Non	Se référer à la sous-section 4.3.2
Exigence 4.7 : Désagrégation		
La République du Congo devra veiller à ce que les informations publiques sur les paiements des entreprises et les revenus gouvernementaux provenant des industries extractives soient ventilées par entité gouvernementale, par flux de revenus, par entreprise et, le cas échéant, par projet pour tous les revenus extractifs considérés comme significatifs pour la déclaration ITIE. Pour renforcer la mise en œuvre, il est instamment demandé à l'ITIE Congo de documenter quelles formes d'accords juridiques constituent un projet, conformément à la définition de l'Exigence 4.7, et quels accords juridiques comportent des corrélations substantielles ou sont primordiaux.	Non	Se référer à la sous-section 4.7 Se référer à la sous-section 7.2.4
Exigence 5.1 : Distribution des revenus		
La République du Congo devra s'assurer de la divulgation publique des revenus de l'industrie extractive, en espèces ou en nature, qui sont inscrits au budget national. Lorsque les revenus ne sont pas enregistrés dans le budget national, l'allocation de ces revenus doit être expliquée publiquement, en se référant aux rapports financiers pertinents le cas échéant, par exemple, toute entité extrabudgétaire ou tout compte séquestre.	Partiel	Se référer à la sous-section 5.1

Recommandations	Mise en place (Oui/Non/en cours)	Commentaires
Exigence 6.1 : Dépenses sociales et environnementales		
la République du Congo devra veiller à la divulgation publique de toutes les dépenses sociales des entreprises extractives mandatées par la loi, la réglementation ou les contrats, lorsque ces paiements sont significatifs. La République du Congo devra assurer la divulgation publique de tous les paiements effectués par les entreprises extractives au gouvernement en matière d'environnement, conformément à la loi, à la réglementation ou au contrat, lorsque ces paiements sont significatifs. Pour renforcer la mise en œuvre à la lumière d'un intérêt public notable, la République du Congo est encouragée à envisager de garantir la divulgation publique des dépenses sociales discrétionnaires des entreprises extractives et des paiements environnementaux à des tiers, lorsqu'ils sont significatifs.	Partiel	Se référer à la sous-section 6.1
Exigence 6.2 : Dépenses quasi-fiscales des entreprises d'État		
La République du Congo devra passer en revue tous les types de dépenses des entreprises nationales extractives afin de recenser les dépenses susceptibles d'être classées comme quasi budgétaires, par exemple les éventuels arriérés impayés par le CORAF en échange d'anciennes livraisons de pétrole par l'État. Congo-ITIE devrait également clarifier la gestion du compte séquestre dédié à l'accord avec la Chine. L'ITIE Congo est tenue de préparer un processus de déclaration des dépenses quasi budgétaires des entreprises d'État en vue d'atteindre un niveau de transparence proportionnel aux autres paiements et flux de revenus et doit y inclure les filiales des entreprises d'État et les exploitations conjointes. L'ITIE Congo est invitée à prendre en compte la définition des dépenses quasi budgétaires du FMI lorsqu'il s'agit de déterminer si des dépenses sont considérées comme quasi budgétaires	Partiel	Se référer à la sous-section 6.2

9 Annexes (Fichier Excel joint au rapport)

Annexe 1 - Questionnaire

Annexe 2 - Détail des paiements sociaux obligatoires

Annexe 3 - Détail des paiements sociaux volontaires

Annexe 4 - Détail des paiements environnementaux

Annexe 5 - Structure du capital et propriété effective des sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement

Annexe 6 - Emploi effectif des employés

Annexe 7 - Recensement des dispositions prévues par les protocoles d'accords - secteur forestier

Annexe 8 - Liste des flux de paiements à déclarer par projet

Annexe 9 - Répertoire des titres miniers actifs au 31 décembre 2023

Annexe 10 - Fiabilisation des déclaration

Annexe 11 - Fiches de réconciliation des sociétés ayant soumis leurs déclarations

Annexe 12 - Détails ventes SNPC-Mandat

Annexe 13 - Détail des revenus globaux, par société, par flux et par secteur

Annexe 14 - Détail des revenus budgétaires, par société, par flux et par secteur

Annexe 15 - Déclarations des coûts pétroliers

Annexe 16 - Détails déclaration par projets

Annexe 17 - Détails ventes ENI Congo

Annexe 18 - Formulaires de déclaration ITIE 2023

Annexe 19 - Répertoire forestier 2023

Annexe 20 - Fiscalité spécifique du secteur des hydrocarbures

Annexe 21 - **Approche détaillée d'évaluation et la sélection d'échantillon**

Annexe 22 - Recensement des conventions forestières

Annexe 23 - Situation des Engagements sociaux des sociétés forestiers

Annexe 24 - Données reportées sur les consultations communautaires

Annexe 25 - Questionnaires de gouvernance (SNPC & SONAREP)

Annexe 26 - Statistiques des Exportations 2023 de la DGAP

Annexe 27 - Détails ventes SNPC-Parts propres

Annexe 28 - Détails ventes du Gaz AKSA

Annexe 29.1 - Répertoire pétrolier DGAP (Permis d'exploration)

Annexe 29.2 - Répertoire pétrolier DGAP (Permis d'exploitation)

Annexe 30 - Lettre Direction générale du Portefeuille Public (DGPP)

Annexe 31 - Détail des Transferts infranationaux au titre de la taxe superficiaire

Annexe 32 - Statistiques des Exportations 2023 de la DGDA

Enerteam

Engaged for Better Governance

Immeuble Ennour 6ème étage
Centre Urbain Nord
1082 Tunis – TUNISIE
Tél : +216 27 59 65 95
Mail : enerteam@enerteam.tn
Web : https://enerteam.tn/