



ITIE Initiative pour la
Transparence des
Industries
Extractives au Tchad

Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives au Tchad

RAPPORT ITIE 2023

Décembre 2025

Table des matières

1.	SOMMAIRE EXECUTIF	12
1.1	Introduction	12
1.2	Chiffres clés du Rapport ITIE 2023	15
1.3	Qualité et assurance des données.....	21
1.4	Constatations et recommandations.....	23
2.	CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL, CONTRATS ET LICENCES	26
2.1	Cadre juridique et régime fiscalité	26
2.2	Octroi de contrats et de licences	57
2.3	Registre des licences.....	75
2.4	Contrats et licences	80
2.5	Propriété effective.....	85
2.6	Participation de l'Etat et entreprises d'État	87
3.	EXPLORATION ET PRODUCTION	134
3.1.	Activités d'exploration	134
3.2.	Données de production	137
3.3.	Données d'exportation	142
3.4.	Emissions de gaz à effet de serre	143
4.	COLLECTE DES RECETTES	147
4.1.	Divulgence des taxes et des recettes	147
4.2.	Recettes des ventes des parts de production de l'État et autres recettes perçus en nature	153
4.3.	Fournitures d'infrastructures et accords de troc	165
4.4.	Revenus provenant du transport et du raffinage.....	181
4.5.	Transactions liées aux entreprises d'État	188
4.6.	Paievements infranationaux.....	188
4.7.	Niveau de désagrégation	189
4.8.	Base et période de déclaration	191
4.9.	Qualité et assurance des données.....	191
4.10.	Coûts des projets.....	213
5.	GESTION ET REPARTITION DES RECETTES.....	216
5.1	Répartition des recettes extractives	216
5.2	Transferts infranationaux	227
5.3	Informations supplémentaires sur la gestion des recettes et des dépenses.....	230
6.	DEPENSES SOCIALES ET ECONOMIQUES	234
6.1.	Dépenses sociales	234

6.2.	Dépenses environnementales	236
6.3.	Dépenses quasi budgétaires	240
6.4.	Contribution du secteur extractif à l'économie.....	250
6.5.	Impact environnemental et social.....	256
6.6.	Contenu local	262
7.	ANALYSE DES REVENUS	263
7.1	Paielements en nature	263
7.2	Paielements globaux en numéraire	264
7.3	Revenus budgétaires	270
8.	CONSTATATIONS ET RECOMMANDATIONS	274
8.1	Constatations et recommandations 2023	274
8.2	Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs	288
9	ANNEXES (FICHIER EXCEL JOINT AU RAPPORT)	303

Liste des abréviations

LISTE DES ABREVIATIONS	
AER	Autorisation Exclusive de Recherche
AML/CFT	Anti-Money Laundering and Counter-Terrorist Financing
ANIF	Agence Nationale d'Investigation Financière
ARSAT	Autorité de Régulation du Secteur Pétrolier Aval du Tchad
BAD	Banque Africaine de Développement
Bbl	Barils
BEAC	Banque des Etats de l'Afrique centrale
BNCAM	Brigade Nationale de Contrôle des Activités Minières
CAC	Commissaire aux comptes
CAF	Coût Assurance Fret
CC	Contrat de Concession
CCC	Chambre de Commerce et Consulaire
CCI	Contribution Communautaire d'Intégration
CPGRP	Comité provisoire de gestion des revenus pétroliers
CEMAC	Communauté Économique et Monétaire des Etats de l'Afrique Centrale CGI
CNPCI	China National Petroleum Corporation International
CNPS	Caisse Nationale de Prévoyance Sociale
COTCO	Cameroun Oil Transportation Company
CPGRP	Comité Provincial de Gestion des Revenus Pétroliers
CPP	Contrat de Partage de Production
DDI	Droits de douane à l'importation
DG	Directeur Général
DGI	Direction Générale des Impôts
DGSDDI	Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects
DGTCP	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique
DGTM	Direction Générale Technique des Mines
DGTP	Direction Générale Technique du Pétrole
EAU	Emirates Arabes Unis
EEPCI	Esso Exploration & Production Chad Inc
EMAPE	Exploitation Minière Artisanale et à Petite Echelle
EMAPE	Exploitation Minière Artisanale et à Petite Echelle
FCFA	Franc de la Coopération Financière en Afrique
FD	Formulaire de Déclaration
FER	Fond d'Entretien Routier
FOB	Free on Board
GMP	Groupe Multi Partite
HCN-ITIE	Haut Comité National de l'ITIE
IFAC	International Federation of Accountants
IRCM	Impôt sur le Revenu des Capitaux Mobiliers
IRPP	Impôt sur le Revenu des Personnes Physiques
IS	Impôt sur les Sociétés
ISRS	International Standards on Related Services
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives

LISTE DES ABREVIATIONS

LF	Loi de Finances
LFR	Loi de Finances Rectificative
MFB	Ministère des Finances et du Budget
MPME	Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie
NC	Non-communiqué
OHADA	Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires
ONASA	Office National de Sécurité Alimentaire
OPIC	Overseas Petroleum and Investment Corporation
PCM	Petro Chad Mangara
PCT	Petrochad Transportation
PIB	Produit Intérieur Brut
PM	Premier Ministre
PV	Photovoltaïque
QP	Quote-Part
RAV	Redevance Audio Visuelle
RESPITE	Projet D'intervention Régionale D'urgence En Energie Solaire Autchad
RIK	Redevance en Nature
SCHL	Société de Concassage de Hadjer Lamis
SHT	Société des Hydrocarbures du Tchad
SNE	Société Nationale d'Électricité
SONACIM	Société Nationale de Ciment
SONAMIG	Société Nationale des Mines et de la Géologie
SONEMIC	Société Nationale d'exploitation Minière et de Contrôle
SOTEC	Société Tchadienne d'Exploitation des Carrières SRN
TCI	Taxe Communautaire d'Intégration
TCP	Taxe de Préférence Communautaire
TdR	Termes de Référence
TOFE	Tableau des Operations Financières de l'Etat
TOTCO	Tchad Oil Transportation Company
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
TVLP	Taxe sur la Valeur des Locaux Professionnels
UHC	United Hydrocarbon Chad Ltd
UNCAC	United Nations Convention Against Corruption
USD	Dollar des États-Unis d'Amérique

Liste des Tableaux

Tableau 1 Paiements globaux du secteur extractif en 2023.....	15
Tableau 2 Paiements en nature- volume et valeurs (2023)	15
Tableau 3 Paiements en numéraire 2023.....	16
Tableau 4 Paiements sociaux et environnementaux (2023).....	16
Tableau 5 Revenus budgétaires du secteur extractif (2023).....	17
Tableau 6 Paiements en nature – volumes, ventes, coûts et recettes budgétaires (2023).....	18
Tableau 7 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2022	18
Tableau 8 Production pétrolière par consortium (2023-2022)	19
Tableau 9 Exportation pétrolière par consortium (2023).....	20
Tableau 10 Récapitulatif du rapprochement des paiements en numéraire (2023).....	22
Tableau 11 Cadre juridique applicable selon le régime.....	26
Tableau 12 Principales institutions intervenant dans le secteur pétrolier	27
Tableau 13 Principaux instruments du régime de concession	28
Tableau 14 Principaux instruments du régime contractuel (CPP)	29
Tableau 15 Régime fiscal spécifique aux sociétés pétrolières.....	30
Tableau 16 Principaux impôts et taxes de droit commun	32
Tableau 17 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières	33
Tableau 18 Avantages fiscaux et exonérations applicables aux principaux opérateurs pétroliers privés.....	33
Tableau 19 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier	37
Tableau 20 Avantages accordés aux activités de recherche selon le nouveau Code Minier	39
Tableau 21 Régime de stabilisation fiscal et douanier	40
Tableau 22 Types de licences pétrolières.....	75
Tableau 23 Types de titres et autorisation sous le Code miner (1995)	76
Tableau 24 Types des autorisations minières sous le Code miner (2018).....	77
Tableau 25 Types des titres miniers sous le Code miner (2018).....	78
Tableau 26 Tableau comparatif – Modalités de participation de l'État et couverture des coûts	87
Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2023	89
Tableau 28 – Régime des participations et mécanismes de portage	91
Tableau 29 Participations directes de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2023	92
Tableau 30 Situation des participations financières de la SHT en 2023.....	94
Tableau 31 Situation des dividendes issus des participations de la SHT	108
Tableau 32 Détail des transferts à l'État – Parts SHT PCCL (2023)	111
Tableau 33 Cargaisons associées à SHT DOBA – Exercice 2023.....	112
Tableau 34 Structure du capital de la société TOTCO	121
Tableau 35 Structure du capital de la société COTCO en 2023.....	122
Tableau 36 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2020.....	124
Tableau 37 Production de pétrole brut par champ en 2023.....	138
Tableau 38 Écarts entre données Ministère et OTFiP (2023).....	139
Tableau 39 Écarts entre données Ministère et SHT (2023)	140
Tableau 40 : Production de gaz associée par opérateur (en m3).....	140
Tableau 41 Synthèse de la production minière 2023	141
Tableau 42 Exportations de pétrole brut 2023 (Code HS-2709)	142
Tableau 43 Exportations d'or et d'argent en 2023 (données DGTm).....	143
Tableau 44 Récapitulatif des informations demandées dans le formulaire de déclaration	152
Tableau 45 Revenus en nature de l'Etat et des sociétés d'Etat pour l'année 2023.....	155
Tableau 46 Volumes enlevés par SHT en 2023	158
Tableau 47 Détails des commercialisations en 2023 (parts de l'État et SHT PCCL)	159
Tableau 48 Revenus des ventes d'exportation recouverts en 2023 (Parts Etat & SHT).....	160

Tableau 49 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du Trésor en 2023	162
Tableau 50 Revenus nets vs. Rapatriements 2022-2023.....	162
Tableau 51 Détails des ventes de pétrole brut réalisées par la TPC en 2023.....	164
Tableau 52 Conditions de la dette Glencore	166
Tableau 53 Calcul en cascade des recettes pétrolières brutes et des déductions liées à la dette Glencore – 2023	170
Tableau 54 Intérêts sur le principal et paiements effectués – 2023	171
Tableau 55 Ventes à SRN	175
Tableau 56 Historique des compensations sur les ventes à SRN 2020-2023	175
Tableau 57: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 Décembre 2017	178
Tableau 58: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden après compensation 2022.....	179
Tableau 59: Solde de la dette de l'Etat (en millions USD).....	180
Tableau 60 Paiements du secteur de raffinage 2023	187
Tableau 61 Flux de paiements liquidés et recouvrés par projet	190
Tableau 62 Évaluation du Cadre de l'Audit et du Contrôle au Tchad.....	193
Tableau 63 – Limitations avec impact sur l'exhaustivité	195
Tableau 64 – Limitations sans impact matériel sur l'exhaustivité	196
Tableau 65 – Coûts pétroliers déclarés par opérateur (année 2023).....	214
Tableau 66 Clés d'affectation des revenus directs pétroliers	217
Tableau 67 Répartition théorique des revenus pétroliers directs 2023	219
Tableau 68 Calcul des transferts théoriques au titre de la redevance pétrolière	228
Tableau 69 Transferts au titre de la redevance pétrolière calculés sur la base des rapatriements	228
Tableau 70 Processus budgétaire du Tchad	230
Tableau 71 Paiements des permis environnementaux en 2023 (par secteur).....	240
Tableau 72 Compensations dues à la SHT au titre du différentiel de prix (2023)	242
Tableau 73 Subvention implicite 2023.....	243
Tableau 74 Décomposition du service de la dette Glencore en 2023 (en millions USD).....	246
Tableau 75 Contribution du secteur extractif dans le budget de l'Etat (2022-2023)	250
Tableau 76 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2022-2023).....	250
Tableau 77 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2022-2023)	250
Tableau 78 Accessibilité et divulgation des documents environnementaux au Tchad	260
Tableau 79 – Part en nature commercialisée en 2023	263
Tableau 80 Les revenus extractifs par secteur (en millions FCFA)	264
Tableau 81 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA).....	264
Tableau 82 Les revenus extractifs du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)	265
Tableau 83 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés (en millions FCFA)	265
Tableau 84 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)	265
Tableau 85 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)	265
Tableau 86 Les revenus extractifs du secteur minier par flux (en millions FCFA)	266
Tableau 87 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)	266
Tableau 88 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)	267
Tableau 89 Le total des paiements des revenus globaux par entités perceptrices (en millions FCFA)	267
Tableau 90 Revenus globaux de l'Etat par projets	268
Tableau 91 Les revenus budgétaires par secteur (en millions FCFA)	270
Tableau 92 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)	270
Tableau 93 Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)	271
Tableau 94 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétroliers par sociétés (en millions FCFA)	271
Tableau 95 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)	271
Tableau 96 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA).....	271
Tableau 97 Les revenus budgétaires du secteur minier par flux (en millions FCFA).....	272

Tableau 98 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)	272
Tableau 99 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)	273
Tableau 100 Le total des paiements des revenus budgétaires par entités perceptrices (en millions FCFA)	273

Liste des graphiques

Figure 1 Contribution du secteur extractif dans les revenus de l'Etat, l'exportation et le PIB	18
Figure 2 Flux de paiements générés par un contrat de concession.....	28
Figure 3 Flux de paiements générés par un contrat de partage de production	30
Figure 4 Participations de la SHT à la suite du rachat des actifs de la société Chevron	95
Figure 5 Carte des champs pétroliers.....	134
Figure 6 La production de pétrole brut par Consortium en 2023	139
Figure 7 Recouvrement des revenus directs pétroliers.....	163
Figure 8 Opérations SWAP pétrole contre électricité entre l'Etat et la SRN.....	177
Figure 9 Pipeline TOTCO/COTCO	184
Figure 10 Pipeline Petrochad Transportation Company.....	185
Figure 11 Affectation des revenus directs pétroliers	218
Figure 12 Schéma de circulation des flux du secteur pétrolier	225
Figure 13 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier	225
Figure 14 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage.....	226
Figure 15 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier.....	226



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

Le 30 décembre 2025

**À l'attention de Madame la Présidente
du Haut Comité National de l'ITIE- Tchad (HCN)**

Madame la Présidente,

Conformément à la décision du Haut Comité National de l'ITIE (HCN), j'ai été désigné en qualité d'Administrateur Indépendant pour la réalisation du Rapport ITIE 2023 du Tchad. La mission s'est déroulée entre le 1^{er} Octobre le 31 décembre 2025, sur la base des Termes de Référence approuvés par le HCN, et en conformité avec la Norme ITIE 2023.

Selon les Termes de Référence, la mission s'inscrit dans le cadre d'une mission de services connexes de type "procédures convenues", s'inspirant de la norme ISRS 4400. Il ne s'agit ni d'un audit, ni d'un examen limité réalisé selon les normes internationales d'audit. En conséquence, aucun avis d'assurance n'est formulé dans le cadre de ce rapport.

Toutefois, les informations rapprochées dans ce rapport s'appuient sur des données auditées ou certifiées par les entités déclarantes, lorsque cela a été possible, ainsi que sur les réponses aux questionnaires transmis par l'Administrateur Indépendant. Les procédures appliquées ont porté sur la collecte, la vérification de cohérence et la compilation des données financières et contextuelles communiquées par les parties prenantes.

Le présent rapport a pour seul objectif de satisfaire aux exigences de la Norme ITIE en matière de transparence des flux issus des secteurs extractifs pour l'année 2023.

Les constats, analyses et recommandations formulés dans ce rapport relèvent exclusivement de l'Administrateur Indépendant. Ils ne sauraient en aucun cas être interprétés comme représentant la position officielle du Haut Comité National de l'ITIE ou des autorités nationales.

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 HCN.

Karim LOURIMI

Associé

1. Sommaire exécutif

1.1 Introduction

1.1.1 Contexte et portée du rapport

L'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) est un mécanisme volontaire visant à promouvoir la transparence, la redevabilité et la bonne gouvernance dans la gestion des ressources naturelles. Elle exige la publication annuelle de rapports divulguant :

- les revenus significatifs perçus par l'État issus des secteurs pétrolier, gazier et minier ;
- les paiements effectués par les entreprises extractives à l'État ;
- ainsi que des informations contextuelles sur la gouvernance du secteur, conformément aux exigences de la Norme ITIE 2023.

Le Tchad a adhéré à l'ITIE en avril 2010 et a publié à ce jour seize (16) rapports couvrant la période 2007–2022. Le présent rapport constitue le dix-septième (17^e) exercice, portant sur l'année fiscale 2023, et a été préparé conformément aux Termes de Référence approuvés par le Haut Comité National ITIE (HCN) et à la Norme ITIE 2023, adoptée en juin 2023.

1.1.2 Objectifs et priorités du HCN ITIE

Pour le cycle de rapportage 2023, le HCN ITIE a fixé plusieurs objectifs prioritaires :

- renforcer la transparence et la traçabilité des flux financiers issus du pétrole, du gaz et des mines;
- assurer la **mise en œuvre des actions correctives** issues de la validation 2021 et des précédents rapports, en conformité avec la Norme 2023 ;
- améliorer la qualité et la fiabilité des données déclarées par les entités étatiques et les entreprises;
- progresser dans la divulgation des accords complexes, y compris les accords adossés aux ressources et les dépenses quasi-budgétaires ;
- contribuer à un débat public éclairé sur la contribution du secteur extractif au développement économique et social du Tchad.

1.1.3 Questions clés de gouvernance

Le Rapport ITIE 2023 met en évidence plusieurs enjeux structurants de gouvernance du secteur extractif tchadien, tant dans les hydrocarbures que dans les mines:

- **la forte contribution des revenus pétroliers à l'économie nationale et au budget de l'État**, laquelle souligne l'importance de poursuivre les efforts visant à atténuer l'exposition du pays à la volatilité des prix internationaux et à améliorer la lisibilité des mécanismes de déductions et de compensations affectant les recettes effectives ;
- les enjeux liés à la gouvernance des entreprises publiques du secteur extractif, en particulier la nécessité de consolider la transparence et la clarté des relations financières entre l'État, la SHT, ses filiales et la SRN, dans une logique de bonne gestion et de redevabilité ;

- **l'importance de renforcer la coordination interinstitutionnelle** entre les administrations concernées (Finances, Hydrocarbures, Mines, Douanes, Environnement), afin d'améliorer la traçabilité, la cohérence et la fiabilité des flux financiers et physiques du secteur extractif ;
- la nécessité de poursuivre le renforcement de la gouvernance du compte offshore et des mécanismes hors budget et quasi-budgétaires liés au secteur pétrolier, notamment ceux associés aux accords de financement et aux mécanismes de compensation avec la raffinerie, en vue d'assurer une meilleure traçabilité des flux, de maîtriser les risques et de favoriser leur intégration progressive dans le budget de l'État ;
- **l'opportunité d'améliorer la gouvernance et la gestion des titres miniers**, ainsi que les dispositifs de recouvrement des recettes, afin de renforcer la conformité, l'efficacité et la crédibilité du secteur minier.

1.1.4 Contexte macroéconomique, réformes et avancées du Rapport ITIE 2023

En 2023, l'économie tchadienne a enregistré une **croissance du PIB d'environ 4,3 %**¹, portée par un dynamisme à la fois dans les secteurs pétrolier et non pétrolier, notamment grâce à une production pétrolière plus soutenue et à une reprise de l'activité agricole et des services.

Le secteur extractif demeure la principale source de revenus extérieurs et budgétaires du pays, représentant environ 14,7 % du PIB, 83,8 % des exportations et 74 % des recettes publiques. La production pétrolière a atteint près de 55,5 millions de barils, en légère hausse par rapport à 2022.

Cette évolution s'inscrit dans un contexte de réformes structurelles importantes, visant à renforcer la gouvernance, la transparence et la maîtrise des flux extractifs, parmi lesquelles :

- la réforme de la gouvernance des entreprises publiques et à participation publique, à travers l'adoption de la Loi n°20/CNT/2024 relative à la gouvernance des sociétés à participation publique et de la Loi n°17/CNT/2024 portant Code de bonne gouvernance des entreprises publiques, renforçant les obligations de transparence, de reporting et de redevabilité financière ;
- la rationalisation progressive des flux financiers hors budget, notamment à travers une meilleure identification des mécanismes de compensation, des accords complexes et des dépenses quasi-budgétaires ;
- la **création de l'Autorité Indépendante de Lutte contre la Corruption (AIRC)** en 2023, dotée d'un mandat élargi en matière de prévention, de contrôle et de répression ;
- les réformes engagées dans le secteur minier, incluant l'audit des titres miniers, la formalisation de l'exploitation artisanale et l'amélioration des mécanismes de recouvrement.

Dans ce contexte, le Rapport ITIE 2023 reflète des avancées en matière de divulgation, traduisant une dynamique d'amélioration continue. Il met en évidence :

- une meilleure couverture des accords complexes, y compris les accords adossés aux ressources naturelles et des dépenses quasi-budgétaires ;
- des progrès dans la divulgation des coûts pétroliers, avec la publication de données agrégées par opérateur sur les dépenses d'exploration, de développement et d'exploitation.

¹ [pea_2024_-_notes_pays.pdf](#)

1.1.5 Mandat et méthodologie de l'Administrateur Indépendant

Le mandat confié à l'Administrateur Indépendant (AI) a couvert :

- la revue du périmètre de réconciliation défini par le HCN ;
- la collecte, vérification et rapprochement des données financières et contextuelles ;
- la validation de la cohérence entre les informations fournies par les entités gouvernementales et celles déclarées par les entreprises extractives ;
- la consolidation des données sur les ventes de pétrole brut, les revenus fiscaux et parafiscaux, ainsi que les paiements sociaux et environnementaux ;
- l'analyse des réformes et des faits marquants observés jusqu'à la finalisation du rapport ;
- la formulation de recommandations visant à améliorer la qualité, l'exhaustivité et la périodicité des divulgations.

L'exercice a été conduit sous la supervision du Haut Comité National ITIE, avec l'appui du Secrétariat Technique Permanent (STP) et la collaboration active des entités déclarantes publiques et privées.

1.1.6 Contributions au processus de rapportage

Les entités gouvernementales, les entreprises extractives, les organismes de régulation, ainsi que les entreprises publiques ont contribué à la collecte et au rapprochement des données. La méthodologie de collecte et de vérification des données, incluant les procédures de contrôle de qualité, est détaillée en section 4.9, tandis que la liste complète des entités participantes figure en section 4.1.

1.1.7 Limites inhérentes au rapport ITIE 2023

Les conclusions et analyses présentées dans ce rapport sont fondées sur les données de l'exercice 2023 et les réformes observées jusqu'à sa production. Elles ne sauraient être extrapolées à d'autres périodes, dans la mesure où les cadres juridique, fiscal, institutionnel et économique évoluent rapidement.

1.2 Chiffres clés du Rapport ITIE 2023

1.2.1 Paiements du secteur extractifs

En 2023, les paiements issus du secteur extractif, du raffinage et du transport des hydrocarbures se sont élevés à 1 638,53 milliards FCFA, contre 1 534,31 milliards FCFA en 2022, soit une hausse de 6,8 %. Cette évolution est principalement portée par le secteur pétrolier amont, qui demeure la principale source de revenus extractifs de l'État.

Tableau 1 Paiements globaux du secteur extractif en 2023

En milliards FCFA

Secteur / Paiements	Paiements en Nature brut	Paiements En numéraire	Paiements sociaux	Paiements Env.	Total 2023	En %	Total 2022	Variation	En %
Pétrolier	608,56	861,04	0,41	0,32	1 470,34	89,74%	1 383,55	86,79	6,27%
Raffinage	-	128,65	-	-	128,65	7,85%	105,17	23,48	22,32%
Transport Pétrolier	-	37,09	0,09	-	37,18	2,27%	41,80	(4,62)	-11,04%
Minier	-	2,35	-	-	2,35	0,14%	3,79	(1,44)	-37,88%
Total Général	608,56	1 029,14	0,50	0,32	1 638,53	100%	1 534,31	104,22	6,79%
Contribution	37,14%	62,81%	0,03%	0,02%					

La hausse des paiements en 2023 s'explique par une augmentation des volumes de production (environ 55,5 millions de barils, +7 %) et d'exportation (environ 48 millions de barils, +6 %), malgré une baisse **moyenne du prix du Brent d'environ 17 %**. Elle reflète également une amélioration du recouvrement fiscal, notamment la progression significative de l'IS pétrolier.

Le détail des paiements par société, par flux et par projet est présenté à la section 7.1 du présent rapport.

(i) Paiements en nature

En 2023, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), y compris la SHT PCCL et la SHT Doba, a commercialisé 14,72 millions de barils de pétrole brut au titre de la redevance, de la Taxe Oil et de l'Interest Oil, représentant 27,02 % de la production nationale. La valeur estimée de ces volumes s'élève à 1 007,01 millions USD, soit environ 608,56 milliards FCFA.

Le détail se présente comme suit :

Tableau 2 Paiements en nature- volume et valeurs (2023)

Entité	Volumes (millions de barils)	Valeur (M USD)	Valeur (Mds FCFA) *
SHT - État	10,82	693,63	419,18
SHT PCCL	2,00	160,75	97,14
SHT DOBA	1,90	152,64	92,24
Total	14,72	1 007,01	608,56

(*) La conversion en francs CFA (FCFA) a été appliquée sur la base du taux de change moyen annuel 2023, Soit : 1 USD = 604,32575 FCFA

Le détail des revenus en nature est présenté en section 4.2.1.1 du présent rapport.

(ii) Paiements en numéraires

En 2023, les paiements en numéraire du secteur extractif (hors paiements sociaux et environnementaux) se sont élevés à 1 029,14 milliards FCFA. Les recettes budgétaires, collectées par les régies financières et versées au Compte unique du Trésor, représentent 969,49 milliards FCFA (94,2 %), tandis que les recettes hors budget, perçues directement par des entités publiques ou parapubliques, s'élèvent à 59,65 milliards FCFA (5,8 %).

Tableau 3 Paiements en numéraire 2023

(en milliards FCFA)

Régies Financières	Secteur des Hydrocarbures	Secteur de la Raffinerie	Secteur du Transport Pétrolier	Secteur Minier	Total	En %
Total Recettes budgétaires	851,95	78,27	36,91	2,35	969,49	94,2%
DGI	807,36	66,48	36,46	0,01	910,30	88,5%
DGDDI	44,17	0,29	0,46	-	44,92	4,4%
DGCPT	-	11,27	-	0,30	11,56	1,1%
DGTM	0,38	-	-	2,04	2,42	0,2%
DG. Domaines	-	0,24	-	-	0,24	0,0%
Ministère de l'environnement	0,04	-	-	0,01	0,05	0,0%
Total Recettes hors budget	9,09	50,38	0,18	-	59,65	5,8%
Fond d'entretien routier	-	30,42	-	-	30,42	3,0%
ARSAT	-	18,33	-	-	18,33	1,8%
SHT	5,22	-	0,18	-	5,40	0,5%
DGTP	3,87	-	-	-	3,87	0,4%
ANAT	-	0,84	-	-	0,84	0,1%
CNPS	-	0,78	-	-	0,78	0,1%
CNRT	-	0,00	-	-	0,00	0,0%
Total Général	861,04	128,65	37,09	2,35	1 029,14	
Contribution en %	83,67%	12,50%	3,60%	0,23%		

(*) La conversion en francs CFA (FCFA) a été appliquée sur la base du taux de change moyen annuel 2023, soit :1 USD = 604,32575 FCFA

Le détail des paiements en numéraire est présenté en [section 7.2](#) et en annexe 25 du présent rapport.

(iii) Paiements sociaux et environnementaux

En 2023, les paiements sociaux et environnementaux du secteur extractif se sont élevés à 0,83 milliard FCFA, contre 0,68 milliard FCFA en 2022, et sont constitués exclusivement de paiements volontaires et environnementaux.

Ils concernent principalement le secteur des hydrocarbures, avec une contribution limitée du transport pétrolier, tandis que les secteurs, minier et du raffinage, n'ont enregistré aucun paiement.

Tableau 4 Paiements sociaux et environnementaux (2023)

(en millions de FCFA)

Entité collectrice	Hydrocarbures	Transport Pétrolier	Total	En %
Paiements sociaux volontaires	410,15	93,15	503,30	60,85%
Paiements environnementaux	323,82	-	323,82	39,15%
Total Général	733,97	93,15	827,12	100%
Contribution en %	88,74%	11,26%	100%	

Le détail des paiements sociaux est présenté au niveau des sections [6.1.1](#) et [6.1.2](#) du présent rapport.

1.2.2 Revenus budgétaires

(i) Revenus budgétaires globaux

En 2023, les recettes fiscales, constituées des impôts et taxes recouvrés par la DGI & DGTM et la DGDDI, se sont élevées à 923,67 milliards FCFA, soit 79,7 % des revenus budgétaires extractifs. Elles sont **largement dominées par l'impôt sur les sociétés**, qui représente à lui seul 816,75 milliards FCFA.

Les recettes non fiscales se sont établies à 235,65 milliards FCFA, soit 20,3 % du total, et proviennent principalement des redevances et participations pétrolières, des **dividendes de l'État** et des droits **d'accès aux pipelines TOTCO**, ainsi que d'autres recettes non fiscales de moindre importance.

Tableau 5 Revenus budgétaires du secteur extractif (2023)

(en milliards de FCFA)

Régies Financières	Secteur des Hydrocarbures	Secteur de la Raffinerie	Secteur du Transport Pétrolier	Secteur Minier	Total	En %
Recettes fiscales	851,91	66,76	2,65	2,34	923,67	79,7%
Impôt sur les Sociétés (IS)	797,22	17,54	1,98	-	816,75	70,5%
Retenue à la source (IRVM)	0,00	34,52	-	-	34,52	3,0%
Redevance Statistique à l'Exportation (RSE)	29,54	0,01	-	-	29,55	2,5%
IRPP	7,48	2,10	0,21	0,01	9,79	0,8%
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	5,76	-	0,01	-	5,77	0,5%
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	4,78	-	0,34	-	5,12	0,4%
Taxe spécial	-	5,00	-	-	5,00	0,4%
Autres flux	7,13	7,59	0,11	2,34	17,17	1,5%
Recettes non fiscales	189,87	11,51	34,27	0,01	235,65	20,3%
Redevances et Participations pétrolières	189,83	-	-	-	189,83	16,4%
Droit de passage /d'accès TOTCO	-	-	34,27	-	34,27	3,0%
Dividendes au titre des participations - SRN	-	11,27	-	-	11,27	1,0%
Redevance SRN	-	0,24	-	-	0,24	0,0%
Droits au titre de l'octroi des permis environnementaux	0,04	-	-	0,01	0,05	0,0%
Total Général	1 041,78	78,27	36,91	2,35	1 159,32	
Contribution en %	89,86%	6,75%	3,18%	0,20%		

Le détail des paiements en numéraire est présenté en section 7.3 du présent rapport.

(ii) Paiements en nature et contribution au budget de l'État

En 2023, une part des revenus pétroliers de l'État a été perçue sous forme de paiements en nature (redevance, Tax Oil/Profit Oil et Cost Oil), commercialisés à l'exportation ou livrés à la Société de **Raffinage de N'Djamena (SRN)**. Après déduction des coûts pétroliers, des couts de transport et des compensations avec la raffinerie, les montants disponibles ont donné lieu à des rapatriements de 189,83 milliards FCFA vers le Compte unique du Trésor, correspondant aux redevances et **participations pétrolières inscrites au budget de l'État** au titre de l'exercice 2023.

Tableau 6 Paiements en nature – volumes, ventes, coûts et recettes budgétaires (2023)

Indicateurs	Volumes (millions bbl)	Montants (M USD)	Montants (Mds FCFA)
Volumes exportés	10,72	819,61	495,31
Volumes livrés à la SRN (approvisionnement local)	4,00	187,40	113,25
Valeur brute totale des ventes	14,72	1 007,01	608,56
Revenus de vente – SRN recouvrés en numéraire	-	-	-
Revenus de vente – exportations recouvrées en numéraire	10,67	817,00	493,73
Coûts de transport (TOTCO–COTCO)	-	62,80	37,95
Coûts pétroliers / cash calls	-	138,20	83,52
Service de la dette Glencore	-	322,20	194,71
Total des coûts déduits	-	523,20	316,18
Revenus nets après coûts	-	293,80	≈177,55
Revenus constatés dans les recettes budgétaires (DGTCP)	-	≈ 314,13	189,83

(*) La conversion en francs CFA (FCFA) a été appliquée sur la base du taux de change moyen annuel 2023, soit : 1 USD = 604,32575 FCFA

Le détail des paiements en nature et des rapatriements effectués sur le compte du trésor est présenté en [section 4.2.1](#) du présent rapport.

1.2.3 Contribution dans l'économie

Sur la base des données présentées à la [Section 6.4](#), le secteur extractif demeure un pilier de **l'économie tchadienne**, avec une contribution significative aux finances publiques et aux exportations, bien que son impact sur l'emploi reste limité.

En 2023, la contribution du secteur aux revenus budgétaires a fortement progressé, tandis que sa part dans le PIB et les exportations est restée élevée, malgré un léger recul par rapport à 2022. Ces évolutions contrastées traduisent la forte dépendance budgétaire de l'État vis-à-vis du secteur extractif, dans un contexte de contribution encore modeste à l'emploi national.

Tableau 7 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2022

Indicateur	2023	2022
PIB	14,70%	17,80%
Revenus budgétaires	74,05%	55,40%
Exportations	83,77%	86,42%
Emploi ² (y compris le secteur informel)	1,05%	1,09%

Figure 1 Contribution du secteur extractif dans les revenus de l'Etat, l'exportation et le PIB



² Contribution de l'emploi du secteur extractif par rapport aux autres activités économiques

1.2.4 Données production

1.2.4.1. Production du secteur des hydrocarbures

En 2023, la production nationale de pétrole brut s'est établie à 55,48 millions de barils, en hausse de 7,6 % par rapport à 2022 (51,55 millions de barils). Cette évolution globale résulte de dynamiques contrastées selon les consortiums, marquées notamment par une forte progression de la production du consortium PCM, compensant partiellement les reculs observés chez certains opérateurs historiques.

Tableau 8 Production pétrolière par consortium (2023-2022)

Consortium	Production 2023		Production 2022		Variation En %
	Volume (En bbl)	Valeur (En millions USD)	Volume (En bbl)	Valeur (En millions USD)	
Consortium CNPCI	37 499 158	3 032,56	37 057 257	3 663,47	1,19%
Consortium (TPC Ex. EEPCI)	9 984 844	807,47	10 258 304	1 014,13	-2,67%
Consortium PCM	4 886 992	395,21	940 690	93,00	419,51%
Consortium OPIC	3 111 957	251,66	3 297 469	325,99	-5,63%
Total	55 482 951	4 486,90	51 553 720	5 096,59	7,6%

Le détail de la production par projet est présenté au niveau de la [section 3.2.1](#) du présent rapport.

1.2.4.2. Production du secteur Minier

En 2023, les données de production minière n'ont pas été communiquées de manière exhaustive par la DGTM. Les informations disponibles permettent uniquement des estimations partielles, principalement pour l'or artisanal exporté, tandis que plusieurs substances demeurent non documentées (NC).

Substance	Production 2023		Production 2022	
	Production estimée	Valeur estimée	Production	Valeur
Or (Industriel)	4,34 Kg	NC		
Or Artisanal (Exporté)	2 660 Kg	NC	8 254 kg	515,2 millions USD
Argent Artisanal (Exporté)	4 106 Kg	NC		
Ciment	NC	NC	36 822 tonnes	NC
Calcaire	NC	NC	30 575 tonnes	NC
Gypse	NC	NC	3 000 kg	NC
Pierres de taille	NC	NC	1 500 kg	NC
Latérite	NC	NC	5 815 tonnes	NC
Sable	NC	NC	660 tonnes	NC
Matériaux industriels (argiles, natron, etc.)	NC	NC		~6 000 USD

Le détail de la production par société est présenté au niveau de la [section 3.2.1](#) du présent rapport.

1.2.5 Données exportations

1.2.5.1. Exportation du secteur des hydrocarbures

En 2023, les exportations de pétrole brut ont atteint 48,15 millions de barils, contre 45,29 millions de barils en 2022, soit une hausse de 6,3 % en volume. En revanche, leur valeur totale a reculé, passant de 4 502,74 millions USD en 2022 à 3 871,67 millions USD en 2023, sous l'effet de la baisse des prix internationaux du pétrole :

Tableau 9 Exportation pétrolière par consortium (2023)³

Sociétés	Exportations 2023		Exportations 2022		Variation En Volume	En %
	Volume en bbl	Valeur en USD	Volume en bbl	Valeur en USD		
CNPC / CLIVEDEN	28 737 788	2 314,97	27 669 828	2 778,49	1 067 960	3,86%
SHT	8 893 706	724,67	8 540 933	832,28	352 773	4,13%
OPIC AFRICA	1 960 796	148,07	995 396	112,60	965 400	96,99%
PCM	1 960 284	158,64	391 903	30,98	1 568 381	400,20%
TPC (EX. EEPIC)	1 910 428	167,67	2 995 792	308,57	(1 085 364)	-36,23%
CEFC Hainan	1 760 278	120,77	1 329 417	135,64	430 861	32,41%
PERENCO	967 230	80,76	559 861	44,25	407 369	72,76%
EXXON MOBIL	1 003 887	82,71			1 003 887	100,00%
PETRONAS Caligari	957 323	73,40	2 805 386	259,93	(1 848 063)	-65,88%
Total Général	48 151 720	3 871,67	45 288 516	4 502,74	2 863 204	6,32%

Le détail des exportations par vendeur-acheteur est présenté au niveau de la [section 3.3.1](#) du présent rapport.

1.2.5.2. Exportation du secteur minier

Selon la DGTM, les exportations taxées se présentent comme suit :

Substance	Code HS	Quantité exportée	Unité
Or	HS 7108	2 660,34	kg
Argent	HS 7106	4 105,87	kg

³ Source/ DGTP

1.3 Qualité et assurance des données

1.3.1 Exhaustivité des données sur les revenus et paiements

i) Données de l'Etat

Sur les 17 entités publiques incluses dans le périmètre du Rapport ITIE 2023, 07 n'ont pas soumis de déclaration ITIE complète. Conformément à la Norme ITIE, l'Administrateur Indépendant a évalué l'impact de ces insuffisances sur l'exhaustivité des données publiées.

Limitations ayant un impact sur l'exhaustivité

Les limitations ci-après n'ont pas pu être compensées par des sources alternatives et ont un impact matériel sur l'exhaustivité des données du rapport :

- Compensations liées aux ventes de brut à la SRN (hydrocarbures) -DGTCP : absence de données sur les encaissements au titre des compensations dues par CNPCIC et Cliveden. Les montants dus identifiés (41,29 millions USD) ne peuvent être confirmés comme encaissés ni comme enregistrés au budget de l'État.
- Paiements sociaux obligatoires (secteur minier) - DGTM : indisponibilité des données relatives aux paiements liés aux plans de développement communautaire. Ces paiements ne peuvent être documentés ni vérifiés pour l'exercice 2023.
- Contributions à la formation et aux équipements (secteur minier) - DGTM : absence de communication par la DGTM des montants encaissés au titre de l'année 2023. Ces flux ne peuvent être documentés ni vérifiés.
- Taxes EMAPE – collecte et transferts (secteur minier) – SONEMIC : absence de données sur les taxes collectées et reversées. Les recettes correspondantes ne sont pas retracées au budget, pour un montant estimé à 396,16 millions FCFA.
- Transferts aux collectivités territoriales (hydrocarbures et mines) -DGTCP : absence de données détaillées et consolidées relatives aux transferts effectués en 2023. En conséquence, ces flux ne peuvent être retracés de manière exhaustive et ne sont pas présentés dans le rapport.

Limitations sans impact matériel sur l'exhaustivité

L'absence de déclaration ITIE formelle de certaines entités publiques n'a pas d'impact matériel sur l'exhaustivité globale des données, les flux concernés ayant pu être reconstitués à partir de sources alternatives fiables. Le détail de cette limitation est présenté en section 4.9.4 du présent rapport.

ii) Données des entreprises

Parmi les 16 entreprises incluses dans le périmètre de déclaration, 4 n'ont pas soumis de déclaration ITIE conforme. **Les paiements correspondants n'ont donc pas pu faire l'objet d'un rapprochement avec les données déclarées par l'État.**

Néanmoins, les paiements déclarés unilatéralement par l'État pour ces entreprises s'élèvent à 2,05 milliards FCFA, représentant 0,17 % du total des paiements du secteur extractif en 2023.

Par ailleurs, les paiements éventuels relatifs aux dépenses sociales et environnementales de ces entreprises n'ont pas pu être identifiés ni documentés, en l'absence de déclarations directes.

Le détail est présenté en annexe 20, tandis que l'évaluation de l'exhaustivité des données figure à la [section 4.9.4.1](#) du présent rapport.

1.3.2 Résultats des travaux de rapprochement

Les travaux de rapprochement ont porté sur les paiements en nature, en numéraire, la production et les exportations. Les principaux résultats sont résumés ci-après ; les détails figurent en [section 4.9.6.2](#)

(i) Paiements en nature

Les travaux de rapprochement des paiements en nature ont porté sur les entités ayant effectivement soumis des déclarations au titre de l'exercice 2023. À cet égard, CNPCIC / Cliveden **n'ont pas transmis** de déclarations de paiements en nature, ce qui n'a pas permis de procéder à un rapprochement pour ces entités.

Opérateur / Champ	Déclaration entreprises (bbl)	Déclaration SHT (bbl)	Écart net (bbl)
OPIC / CEFC HAINAN	256 089	388 620	(132 530)
PCM – Badila	1 083 541	1 053 724	29 817
PCM – Mangara	238 513	233 107	5 406

(ii) Paiements en numéraire

Les travaux de rapprochement ont couvert 76 % des paiements en numéraire déclarés. Sur la base des montants effectivement rapprochés, un écart global non justifié de 2,82 milliards FCFA a été constaté, soit 0,30 %, un niveau inférieur au seuil de matérialité de 2 % retenu par le Comité ITIE.

Tableau 10 Récapitulatif du rapprochement des paiements en numéraire (2023)

Secteur	Paiements des Entreprises	Paiements reportés par les régies financières	En millions de FCFA	
			Ecart non rapproché	Ecart en %
Hydrocarbures	799 523,34	796 362,00	3 161,34	0,40%
Transport pétrolier	37 066,29	35 021,64	2 044,64	5,84%
Raffinerie	94 670,29	97 059,24	(2 388,95)	-2,46%
Total	931 259,92	928 442,89	2 817,03	0,30%

Le détail des travaux de rapprochement de la production sont détaillés en [section 4.9.6.2](#)

1.3.3 Assurance des données

Sur la base des procédures d'assurance définies par le HCN (voir [Section 4.9.3](#)), l'Administrateur Indépendant a évalué la fiabilité des données après rapprochement financier :

(i) Assurance des données déclarées par les entreprises extractives

Sur les 12 entreprises ayant soumis une déclaration ITIE :

- 2 entreprises ont transmis de déclaration ITIE signée et certifiée, ce qui correspond à 0,14 % des paiements déclarés, classés en **niveau d'assurance** élevé ;
- 4 entreprises ont soumis des déclarations signées mais non certifiées, représentant 78,08 % des paiements, et relèvent d'un **niveau d'assurance** moyen ;

- 6 entreprises n'ont pas transmis de déclaration ITIE ni signée ni certifiée ce qui correspond à 21,78 % des paiements déclarés, classés en **niveau d'assurance faible**.

Le **niveau global d'assurance des données des entreprises extractives est ainsi jugé moyen**, avec des limites importantes liées à l'absence de certification externe des déclarations.

(ii) Assurance des données déclarées par les entités publiques

Pour les organismes collecteurs, aucune entité n'a fourni de déclaration certifiée, ce qui place l'ensemble des recettes dans la **catégorie d'assurance faible**.

(iii) Appréciation générale

Le dispositif d'assurance appliqué au Rapport ITIE 2023 met en évidence un niveau de fiabilité globalement faible, principalement dû à l'absence de certification des déclarations des entités publiques et à la non-application complète des procédures d'assurance par les entreprises extractives.

Afin de limiter l'impact de ces insuffisances, l'Administrateur Indépendant a mis en œuvre des procédures complémentaires de vérification et de recoupement ([section 4.9.3.2](#)), permettant d'améliorer l'exhaustivité des données présentées. Les détails figurent à la section 4.9.4.2 et en annexes 19 et 20.

1.3.4 Conclusion

Compte tenu des constats présentés ci-dessus et des limites inhérentes aux procédures convenues, il n'a pas été possible de conclure avec une assurance raisonnable sur l'exhaustivité et la fiabilité complètes des données reportées. Toutefois, les constats formulés demeurent circonscrits aux éléments explicitement mentionnés, et aucun autre élément significatif n'a été relevé qui serait de nature à remettre en cause, de manière globale, la fiabilité ou l'exhaustivité des informations présentées dans le rapport.

1.4 Constatations et recommandations

Sans remettre en cause les données et les conclusions du présent rapport, nous avons formulé des recommandations destinées à se conformer aux exigences de la Norme ITIE et à améliorer le processus de déclaration ITIE et/ou la gouvernance et la transparence du secteur dont le résumé se présente comme suit :

N°	Thème	Constatation	Actions proposées	Exigence ITIE	Structure concernée
1	Gouvernance et gestion des titres miniers	Réalisation en 2024 d'un audit approfondi des titres miniers et autorisations, constituant une avancée majeure pour la compréhension de la situation administrative et réglementaire du secteur.	Mettre en place un mécanisme structuré de suivi de la mise en œuvre des recommandations issues de l'audit, incluant la mise à jour progressive du cadastre minier et la communication régulière des avancées au HCN-ITIE.	2.2	Ministère en charge des Mines ; DGTM ; HCN-ITIE
2	Participations de la SHT	Les états financiers 2023 de la SHT ne retracent pas l'ensemble des participations déclarées	Assurer la déclaration et la comptabilisation exhaustives de toutes les participations de la SHT et	2.6	SHT

N°	Thème	Constatation	Actions proposées	Exigence ITIE	Structure concernée
		dans le cadre ITIE et certaines informations sur les niveaux de participation sont manquantes.	publier des informations complètes et à jour sur les niveaux de participation.		
3	Suivi et désagrégation de la production pétrolière	Données 2023 par champ incomplètes, notamment pour TPC ; écarts entre sources : DGTP, OTFiP et SHT.	Mettre en place un dispositif assurant la collecte, la consolidation et la publication systématiques des données de production désagrégées par champ sur l'ensemble de l'exercice.	3.2	DGTP, SHT, TPC
4	Compensations SRN	Compensations CNPCIC/Cliveden dues en 2023 (41,29 M USD) non confirmées comme encaissées et non déclarées à l'ITIE.	Publier les montants encaissés et le traitement budgétaire des compensations liées aux ventes SRN.	4.1/5.1/ 6.3	Trésor public ; MFB
5	Accès et gestion des données de production pétrolière	Données de production désagrégées par champ non disponibles en 2023, en raison d'un accès limité de l'État aux systèmes de l'opérateur.	Mettre en place des mécanismes permettant un accès autonome, sécurisé et régulier de l'État et de la SHT aux données de production	3.2/4.2	SHT, Ministère des Hydrocarbures
6	Exhaustivité des revenus en nature – secteur minier	Aucune donnée 2023 communiquée par la SONEMIC (volumes, ventes, traçabilité).	Assurer la déclaration exhaustive des taxes collectées, le transfert effectif de la quote-part de l'État au Trésor et le respect strict de l'affectation réglementaire des ressources, avec renforcement des contrôles.	4.2 / 2.6	SONEMIC, Ministère en charge des mines; MFB.
7	Taxes issues de l'exploitation minière artisanale	Taxes collectées par la SONEMIC non déclarées et partiellement utilisées hors cadre légal.	Assurer la déclaration ITIE complète, le transfert effectif de la quote-part de l'État au Trésor et le respect de l'affectation réglementaire des recettes.	4.1 / 2.6 / 5.1	SONEMIC, Trésor public, Min. en charge des mines
8	Acquisition d'intérêts PETRONAS	Les modalités de règlement de l'acquisition des intérêts de PETRONAS ne sont pas suffisamment documentées, et l'existence d'un mécanisme d'adossement à des ressources naturelles n'a pas pu être confirmée.	Publier les modalités complètes de la transaction et préciser, le cas échéant, le traitement budgétaire et comptable, conformément à la Norme ITIE.	4.3	SHT, MFB, Min. Hydrocarbures

N°	Thème	Constatation	Actions proposées	Exigence ITIE	Structure concernée
9	Transparence et traçabilité des revenus pétroliers	Les documents budgétaires 2023 ne retracent pas clairement les revenus pétroliers ni leur affectation .	Publier des tableaux budgétaires détaillant la perception et l'affectation des revenus pétroliers.	4.1 ; 5.1	Ministère des Finances ; Trésor public
10	Gaz associé, torchage et émissions de GES	Gaz associé quasi intégralement torché en 2023 (≈222,7 millions m ³), faute d'infrastructures.	Développer la valorisation du gaz et intégrer la réduction du torchage dans les politiques nationales.	6.5 / 7.1	Ministère des Hydrocarbures, Ministère de l'Énergie, Ministère de l'Environnement, Opérateurs
11	Impacts EMAPE	EMAPE majoritairement informelle (>90 %) avec impacts environnementaux et sociaux élevés ; forts écarts entre exportations officielles et données miroir sur l'or.	Formaliser progressivement l'EMAPE, renforcer le suivi environnemental et social et intégrer ces enjeux dans le débat ITIE.	6.4	Min. en charge des Mines ; Min. de l'Environnement ; SONEMIC ; autorités locales ; HCN-ITIE
12	Gouvernance des participations publiques (SHT PCCL / SHT DOBA)	Le statut, le traitement comptable, les relations financières et les états financiers de SHT PCCL et SHT DOBA ne sont pas clairement établis ni publiés.	Clarifier le statut et les relations financières et publier des états financiers propres ou leur intégration dans les comptes de la SHT.	2.6 / 4.5	SHT ; Ministère des Hydrocarbures
13	Gestion du compte séquestre et intégration budgétaire des recettes pétrolières	Les recettes pétrolières transitent par un compte séquestre avant rapatriement au Trésor, avec une visibilité limitée sur les flux et les écarts observés.	Documenter le fonctionnement du compte et renforcer la traçabilité et la réconciliation des flux.	5.1/5.3	DGTCP/MFB

Le détail de ces recommandations ainsi que le suivi des recommandations des rapports antérieurs sont présentés dans la [Section 8](#) du présent rapport.

2. Cadre juridique et institutionnel, contrats et licences

2.1 Cadre juridique et régime fiscalité

2.1.1 Secteur des hydrocarbures

2.1.1.1. Cadre juridique

Le cadre juridique du secteur des hydrocarbures au Tchad repose sur deux régimes distincts, définis selon la **période d'attribution des droits** et la **nature du lien contractuel entre l'État et les opérateurs**.

Tableau 11 Cadre juridique applicable selon le régime

	Régime de concession	Régime contractuel
Période	Avant mai 2007	Après mai 2007
Définition	Le régime de concession confère à l'entreprise pétrolière des droits exclusifs d'exploration, de développement, de production et d'exportation, en contrepartie du paiement de redevances, impôts et taxes prévus par la législation.	Le régime contractuel maintient la propriété exclusive des ressources naturelles à l'État (article 2 de la loi n°006/PR/2007). L'entreprise, dénommée « contractant », exécute les opérations à ses risques et frais conformément à un Contrat de Partage de Production (CPP). En cas de découverte commerciale, elle reçoit une part de la production ou une rémunération équivalente selon les modalités définies dans le contrat.
Règlementation spécifique	- Ordonnance N°007/PC/TP/MH du 3 février 1962 ; - Loi N°001/PR/1999 du 11 janvier 1999 portant gestion des revenus pétroliers tel qu'amendée par la Loi N°002/PR/06 du 11 janvier 2006.	- Loi N°006/PR/2007 du 2 mai 2007 relative aux Hydrocarbures ; - Ordonnance N°001/PR/2010 portant modification de la Loi N°006/PR/2007 et approbation du contrat type de Partage de Production (CPP) ; - Décret N°796/PR/PM/MPE/2010 fixant les modalités d'application de la loi N°006/PR/2007 - Contrat type de partage de production régissant les activités de recherche et d'exploitation des hydrocarbures liquides ou gazeux en république du Tchad ; - L'Ordonnance N°003/PR/2013, fixant l'assiette et les modalités de recouvrement de droit fixe applicable aux hydrocarbures
Cadre contractuel	Contrat de Concession (CC)	Contrat de partage de production (CPP)
Autres textes	- Code général des impôts ; - Code des douanes ; - Loi n°006/PR/2008 du 3 janvier 2008 instituant la Charte des investissements ; - Loi n°14/PR/98 du 17 août 1998 portant principes généraux de protection de l'environnement et ses textes d'application ; - la loi n°14/PR/1998 relative à la protection de l'environnement et le décret n°630/PR/PM/MERH/2010 fixant les modalités de réalisation des études d'impact environnemental et social (EIES) ; - Décrets relatifs à la création et à l'organisation du Ministère des Hydrocarbures et de l'Énergie (MHE) et de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT).	

En 2023, le secteur pétrolier tchadien reste structuré autour de trois (3) contrats de concession et sept (7) contrats de partage de production (CPP), couvrant les principaux bassins pétroliers du pays (Doba, Bongor, Doseo, Lake Chad, et autres). La liste détaillée des contrats, y compris leurs titulaires, dates de signature et zones concernées, figure en Annexe 1.

2.1.1.2. Cadre institutionnel

La gouvernance du secteur des hydrocarbures au Tchad repose sur plusieurs institutions publiques aux mandats complémentaires, intervenant tout au long de la chaîne de valeur pétrolière, de l'amont à l'aval, ainsi que dans la régulation, la négociation des contrats, le contrôle et la collecte des recettes.

Le tableau ci-après présente les principales structures et leurs attributions :

Tableau 12 Principales institutions intervenant dans le secteur pétrolier

Structures	Mandat principal
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME)	Responsable de la définition et de la mise en œuvre de la politique nationale en matière d'hydrocarbures. Il supervise l'ensemble des activités pétrolières, notamment : - la délimitation des zones ouvertes à l'exploration ; - l'approbation des contrats-types et des CPP ; - l'autorisation des cessions et transferts de droits pétroliers ; - la supervision des entreprises publiques et des sociétés sous tutelle.
Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP)	Service rattaché au MPME, chargé de la gestion technique et administrative des activités pétrolières : - élaboration, suivi et évaluation des contrats pétroliers ; - délivrance des autorisations d'exploration et d'exploitation ; - contrôle technique et suivi des opérations de production ; - collecte, traitement et archivage des données statistiques du secteur.
La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) ⁴	Entreprise publique créée par la loi n° 27/PR/2006 . Elle représente l'État dans les contrats pétroliers et exerce des activités dans toute la chaîne pétrolière : prospection, exploration, production, transport, raffinage, stockage et commercialisation. La SHT assure également la gestion de la participation de l'État dans les consortiums pétroliers.
L'Autorité de Régulation du Secteur Pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)	Organe administratif indépendant chargé de la régulation et du contrôle du secteur aval. Elle veille au respect des normes techniques et de sécurité par les opérateurs de raffinage, de distribution et de vente des produits pétroliers, ainsi qu'à la protection des consommateurs.
Commission Nationale chargée de la Négociation des Conventions Pétrolières (CNNCP) ⁵	- Instance technique placée sous la tutelle du MPME. Elle négocie pour le compte de l'État : - les conventions de recherche, d'exploitation et de transport des hydrocarbures ; - les contrats de raffinage, stockage et distribution ; - les avenants et protocoles additionnels aux contrats existants.
Comité Provincial de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP)	Organe institué par la loi de finances 2022 relative à la gestion des revenus pétroliers. Il contrôle la perception, l'affectation et l'utilisation des recettes issues du pétrole, et publie périodiquement des rapports de suivi destinés au Parlement et au public.

⁴ <https://sht-td.com/>

⁵ Créée par le Décret N°795/PR/PM/2006 du 28 Août 2006 modifié par le [Décret](#) 08-015 2008-01-03 PR/PM/MP

Structures	Mandat principal
Ministère des Finances et du Budget (MFB) ⁶	À travers la DGI, la DGDDI et la DGTCP, il assure : • le recouvrement des impôts, taxes et droits de douane du secteur pétrolier ; • la gestion budgétaire des recettes extractives ; • la centralisation progressive des flux dans le Compte unique du Trésor.
Ministère de l'Environnement, de l'eau et de la pêche	Responsable de la réglementation environnementale et du suivi des engagements climatiques. Il approuve les Études d'Impact Environnemental et Social (EIES) et contrôle la conformité environnementale des entreprises pétrolières, en application de la loi n°023/CTN/2024 sur l'environnement.
Cour des Comptes	Institution supérieure de contrôle des finances publiques, compétente pour auditer la gestion des revenus pétroliers et des entreprises publiques, y compris la SHT et la SRN

2.1.1.3. Cadre fiscal

(i) Régime fiscal général

Le cadre fiscal applicable au secteur pétrolier tchadien repose sur un ensemble de textes législatifs et réglementaires, notamment le Code général des impôts (CGI), les lois spécifiques aux hydrocarbures, et les dispositions prévues dans les contrats pétroliers.

Deux régimes fiscaux coexistent selon la nature juridique des contrats :

- le régime de concession, applicable aux contrats conclus avant mai 2007 ;
- le régime contractuel de partage de production (CPP), instauré par la loi n°006/PR/2007 relative aux hydrocarbures.

(ii) Régime de concession

Sous le régime de concession, les entreprises pétrolières sont redevables d'un ensemble de paiements prévus par la loi et par leurs contrats individuels.

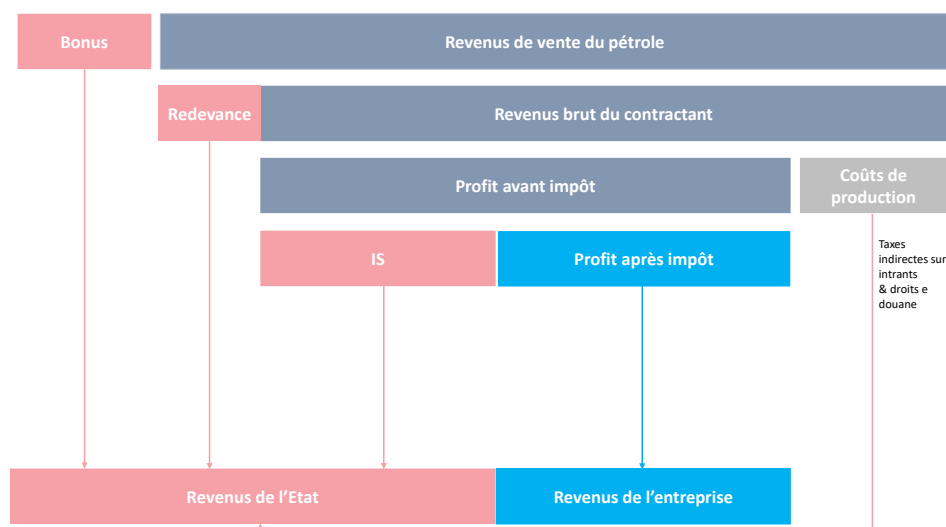
Tableau 13 Principaux instruments du régime de concession

Instruments des CC	Description
Redevance sur la production	Prélevée mensuellement sur la production brute disponible dans la zone contractuelle. Elle peut être acquittée en nature ou en espèces, selon les termes du contrat.
IS	Payé en numéraire. Le taux est contractuel : il peut être fixe ou progressif selon un facteur de rentabilité (ex. : <i>Facteur R</i>). Les taux varient généralement entre 40 % et 75 % des bénéfices issus des opérations pétrolières.
Bonus	Montant forfaitaire défini contractuellement, versé soit à la signature, soit au passage en phase de production commerciale.
Redevance superficielle	Taxe annuelle calculée sur la superficie contractuelle. Le montant unitaire est précisé dans le contrat de concession.
Contribution à la formation et à l'équipement	Contribution annuelle forfaitaire fixé dans le contrat pétrolier

Une illustration des principaux flux de paiement issus d'un contrat de concession est présentée à la figure 2.

Figure 2 Flux de paiements générés par un contrat de concession

⁶ <https://finances.gouv.td/>



❖ Régime contractuel

Les Contrats de Partage de Production (CPP), instaurés par la loi n° 006/PR/2007 du 2 mai 2007 relative aux hydrocarbures et ses textes d'application, définissent un régime fiscal et économique spécifique dans lequel l'État conserve la propriété des ressources, tandis que l'entreprise contractante supporte les coûts, les risques et l'exécution des opérations pétrolières. En cas de découverte commerciale, le contractant est rémunéré sous forme d'une part de la production, selon les modalités convenues dans le contrat approuvé par une loi.

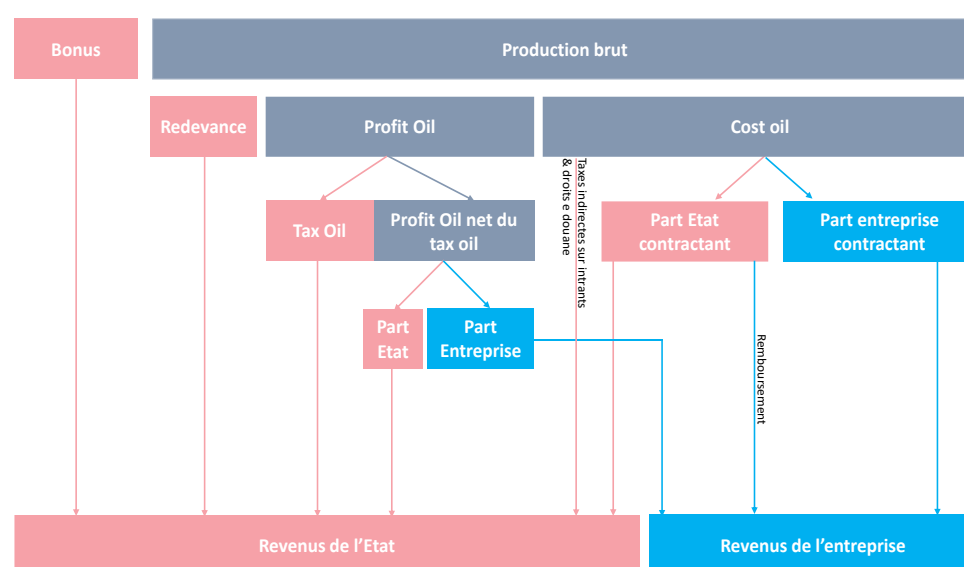
Tableau 14 Principaux instruments du régime contractuel (CPP)

Instruments des CPP	Description
Récupération des Coûts / Cost-Oil	L'entreprise pétrolière prend à sa charge tous les coûts liés à l'exploration, au développement et à l'exploitation. En cas de découverte commerciale, elle peut récupérer ces dépenses à travers une part prédéfinie de la production, appelée « cost oil ». Cette récupération est soumise à un plafond annuel (cost-stop), afin de garantir un minimum de revenus à l'État dès les premières années de production. Les coûts non récupérés peuvent être reportés sur les exercices suivants.
Profit Oil	Il s'agit de la part de la production restante après déduction du cost oil et de la redevance. Cette part est partagée entre l'État et l'entreprise selon les pourcentages définis dans le contrat. L'État peut également exercer un droit de participation dans l'Autorisation Exclusive d'Exploitation, directement ou via la SHT, ce qui lui donne droit à une part du profit oil, en contrepartie du financement de sa quote-part du cost oil.
Tax Oil	Équivalent à l'Impôt sur les sociétés (IS) du régime de concession. Il est calculé sur la part de <i>profit oil</i> revenant au contractant, selon une échelle basée soit sur la rentabilité (<i>Facteur R</i>), soit sur la production. Le paiement peut s'effectuer en espèces ou en nature, selon les dispositions du contrat.
Redevance sur la production	Redevance proportionnelle prélevée sur la production brute mensuelle, payable en nature ou en numéraire. Elle constitue la première ressource directe de l'État dans le CPP.
Redevance superficielle	Taxe annuelle calculée sur la superficie du permis, dont le taux unitaire est fixé dans le contrat.
Bonus	Montants forfaitaires définis dans le contrat, exigibles à la signature du CPP et/ou à l'entrée en production commerciale.

Instruments des CPP	Description
Contribution à la formation et à l'équipement	Contribution annuelle forfaitaire fixé dans le contrat pétrolier

Ces instruments définissent le flux fiscal et parafiscal généré par les contrats de partage de production. Une illustration des principaux flux de paiement est présentée à la figure 3.

Figure 3 Flux de paiements générés par un contrat de partage de production



(iii) Fiscalité spécifique applicable aux activités pétrolières

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des principaux impôts, taxes et contributions applicables aux entreprises pétrolières au Tchad, tels que définis par les contrats pétroliers et les dispositions légales en vigueur.

Tableau 15 Régime fiscal spécifique aux sociétés pétrolières

Instruments fiscaux	Entreprise /Contrat	Permis/ Autorisation	Taux/Montant
Impôts sur les sociétés	CC		Avant 2015 : 40% (taux du droit commun) à 75% en fonction des conditions fixées dans le CC A partir de 2015 : 35% (taux du droit commun) à 75% en fonction des conditions fixées dans le CC
Redevance à la production (pétrole)	ESSO - CC		12,50% (CC 1988)
			14,25% (CC 2004)
	CNPCIC		12,50% (CC)
			14,25% (CPP)
	OPIC - CC		12,50%
	EWAH - CPP		16,00%
	Tous les autres CPP		14,25%
Redevance à la production (gaz)	CC & CPP		5% à 10%
Tax Oil	CPP		40% à 60%

Instruments fiscaux	Entreprise /Contrat	Permis/ Autorisation	Taux/Montant
Profit oil	CPP		Part de l'Etat (qui ne peut pas dépasser 25%) et après déduction de la redevance sur production (14,25% ou 16,00%) et le Cost Oil limité à 70%.
Redevances superficielles	CC	Recherche	12,5 USD/km2 /an (initiale)
			12,5 USD/km2 /an (renouvellement)
		Concession	200 USD/km2 /an
	CPP	AER	1 à 5 USD/km2 /an
		Prorogation (AER)	10 USD/km2 /an
		AEE	100 à 150 USD/km2 /an
		Autorisation de Transport	45 USD/km2 /an
Contribution à la formation du personnel, Contribution à l'équipement et à la promotion du MPME	ESSO – CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	100 000 USD (CC 1988) 175 000 USD (CC 1200)
	CNPCIC – CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	200 000 USD
	OPIC – CC	Recherche	75 000 USD
		Concession	200 000 USD
	Tous les CPP	AER	62 500 USD/trimestre soit 250 000 USD/an
		AEE	500 000 USD/an
Bonus de signature	CC et CPP		Montant forfaitaire fixé par un commun accord
Droits fixes	CPP		Montant fixé par l'ordonnance 003 PR de 2013
Plus-Value sur cession d'actif	CPP		25%

Source : [Loi N°006/PR/2007](#) et Contrats pétroliers

(iv) Fiscalité de droit commun applicable aux sociétés pétrolières

En complément du régime fiscal pétrolier spécifique, les entreprises du secteur extractif sont également soumises à un ensemble d'impôts, taxes et cotisations issus du Code général des impôts (CGI)⁷. Le tableau ci-dessous en présente une synthèse :

Tableau 16 Principaux impôts et taxes de droit commun

Nature de l'impôt/Taxe	Article	Taux d'imposition
Impôt minimum fiscal IMF	Article 149-151	1,5% du revenu annuel
Taux d'apprentissage et de formation professionnelle	Article 171-178	12/1000 des salaires bruts servis
IRPP	Art 114-122	Barème progressif à compter du 1er janvier 2018, après intégration des primes et avantages en nature
IRPP/LOYER	Art 119	Taux progressif de 15% à 30%
Taxe forfaitaire due par les employeurs et débirentiers	Art 187-190	7,5% des salaires bruts servis
IS/IRPP Libératoire	Art 857 et 858	Tous les paiements effectués à des non-résidents sont soumis à une retenue à la source de 25% (à partir du 1 ^{er} janvier 2018)
TVA	Art 226-238	18 % applicable à toutes les opérations taxables
Contribution foncière des propriétés bâties CFPB	Art 760-771	10% pour N'Djamena 8% autres communes
Contribution foncière des propriétés non bâties CFPNB	Art 774-787	21% pour N'Djamena 20% autres communes
Patente	Art 787-790	Tableau article 790
La taxe pour la protection de l'environnement	Art 200-203	Selon les quantités extraites/produits ou les quantités de déchets (Voir article 202 pour le détail des tarifs de la taxe)
Taxes de Services Publics	Art 834-836	Fixé par délibération des Conseils municipaux des Communes ou du comité de Gestion et dûment approuvé par l'autorité de tutelle
Contribution à l'ONASA	Art. 837-839	Le taux de la contribution est fixé à 100 Francs pour les personnes assujetties à la taxe civique et à 480 Francs pour les personnes passibles de l'I.R.P.P.
Contributions sociales		Les cotisations sociales sont dues à la fois par l'employeur (16,5% du salaire brut jusqu'à XAF 500 000) et le salarié (3,5% du salaire brut jusqu'à 500 000 XAF).

Source : Code Général des Impôts (CGI)

(v) Avantages fiscaux et exonérations

Les contrats pétroliers conclus entre l'État et les sociétés opératrices accordent, selon leur nature – Contrat de Partage de Production (CPP/PSA) ou Contrat de Concession – un ensemble d'exonérations fiscales et douanières destinées à encourager l'exploration, l'exploitation et, dans certains cas, le transport des hydrocarbures. Ces exonérations portent principalement sur les importations de biens affectés aux opérations pétrolières, ainsi que sur plusieurs impôts directs et indirects applicables aux entreprises du secteur.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse des avantages prévus par les deux grandes catégories de contrats en vigueur.

⁷ Loi n° 12/PR/2016 du 15 juillet 2016

Tableau 17 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières

Impôts et Taxes	Contrat de Partage de Production	Contrat de Concession
Droit et taxes douanières	• Franchise totale de droits et taxes à l'importation (hors Redevance statistique et TCI) sur les équipements, matériels et consommables destinés aux opérations pétrolières ; • Admission en régime suspensif pour les biens réexportés après usage ; • Avantages douaniers applicables aux AEE durant les cinq premières années ; • Franchise pour effets personnels du personnel expatrié ; • Exportation en franchise de la part d'hydrocarbures revenant au contractant.	• Exonération totale des droits et taxes de douane sur les équipements et matériels destinés à la recherche et à l'exploitation ; • Admission temporaire pour engins de chantier et matériels spécialisés ; • Véhicules de siège soumis au droit commun ; • Exonération douanière pour avions et pièces associées nécessaires aux opérations.
Autres impôts et taxes	• Exonération de l'IMF, de la taxe d'apprentissage et des patentes ; • Exonération de l'impôt sur les bénéfices (remplacé par le Tax Oil) et de l'impôt sur les distributions ; • Exonération des taxes sur intérêts et produits d'emprunts ; • Exonération des droits d'enregistrement liés à la création ou augmentation de capital ; • Exonération de la taxe foncière sur les biens professionnels (hors immeubles d'habitation).	• Exonération de tout impôt direct sur les revenus pétroliers, hors redevance et IS ; • Exonération des taxes sur la production, vente et exportation d'hydrocarbures ; • Exonération des taxes sur transferts de fonds, achats et transport à l'exportation ; • Exonération de TVA sur biens et services nécessaires aux opérations.

Tableau 18 Avantages fiscaux et exonérations applicables aux principaux opérateurs pétroliers privés⁸

Éléments fiscaux	CNPCI 2006 (Concession)	CNPC 2014 – CPP	OPIC – (Concession)	PCM 2011 – CPP
Impôt sur les bénéfices (IS)	Oui – 50 % ⁹	Non – remplacé par Tax Oil	Oui – 50 %	Non – remplacé par Tax Oil
Tax Oil	Non	Oui	Non	Oui
Exonération TVA / TCA	Oui	Oui	Oui	Oui
Exonération droits de douane	Oui	Oui	Oui	Oui
Exonération impôts sur intérêts / financements	Oui	Oui	Oui	Oui
Exonération impôts sur dividendes	Oui	Oui	Oui	Oui
Exonération Droits d'enregistrement	Oui	Oui	Oui	Oui

2.1.1.4. Réformes

Au cours des dernières années, le Tchad a engagé plusieurs réformes juridiques, institutionnelles et fiscales visant à renforcer la transparence, améliorer la gestion des revenus pétroliers et consolider la gouvernance du secteur extractif. Ces réformes traduisent une volonté politique de réaffirmer la

⁸ Source : Contrats Pétroliers

⁹ Le CNPCI a bénéficié d'une exonération de l'IS au titre des résultats réalisés sur la période 2008-2018 (source Rapport ITIE 2019).

souveraineté nationale sur les ressources naturelles tout en assurant une meilleure intégration budgétaire et un partage plus équitable des bénéfices.

(i) **Nationalisation des actifs d'Esso**

L'un des faits majeurs de l'année 2023 a été la **nationalisation des actifs d'Esso Exploration and Production Chad Inc.** et **Esso Pipeline Investment Ltd.**, actée par la loi n°003/PT/2023 du 31 mars 2023. Ce transfert intégral à l'État tchadien portait sur :

- les droits contractuels et participations dans le consortium Doba ;
- les infrastructures de production et de transport (y compris la part détenue dans le pipeline Tchad-Cameroun) ;
- et les droits associés aux opérations commerciales.

Modalités de mise en œuvre

- Indemnisation : à déterminer conjointement par les ministères des Hydrocarbures et des Finances (article 3 de la loi) ;
- **Transfert d'actifs** : les actifs et droits ont été repris par la Tchad Petroleum Company (TPC), société anonyme de droit tchadien créée par la loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023 ;
- Statuts et gouvernance : officialisés par le décret n°0782/PT/PM/MHE/2023 du 29 avril 2023, fixant la composition du conseil d'administration, les règles de gestion et la tutelle technique du MPME.

Cette opération marque un tournant stratégique dans la politique énergétique du Tchad, renforçant la souveraineté nationale sur les actifs pétroliers et confiant à la TPC la responsabilité de la production, de la commercialisation et du développement futur des ressources.

(ii) Réforme du cadre de gestion des revenus pétroliers

La [Loi de finances 2022](#) a instauré un nouveau cadre de gestion des revenus pétroliers, visant à renforcer la transparence, la traçabilité et l'intégration budgétaire des recettes issues du secteur. Ce dispositif, qui remplace la loi n°001/PR/1999, précise les règles relatives à la classification, au dépôt et à l'affectation des revenus pétroliers, conformément aux principes de bonne gouvernance et de transparence budgétaire.

La réforme distingue deux catégories de ressources :

- les revenus directs, constitués des redevances, dividendes et participations de l'État ;
- les revenus indirects, comprenant les impôts, taxes et droits de douane liés à l'exploitation pétrolière.

Dépôt des revenus

La loi fixe des modalités de dépôt différenciées selon la nature des recettes :

- les ressources directes sont versées sur un compte séquestre (offshore ou local) avant d'être transférées au Trésor public ;
- les ressources indirectes sont directement versées au Compte unique du Trésor ;
- l'ensemble des revenus pétroliers est destiné à être intégré au **budget général de l'État**.

Toutefois, selon les informations issues de la **loi d'exécution budgétaire** et des rapports officiels **disponibles pour l'exercice 2023**, les revenus pétroliers directs retracés au budget correspondent toujours aux fonds effectivement recouvrés et rapatriés par l'État.

Affectation et contrôle

La loi définit également une clé de répartition des revenus directs :

- 70 % des redevances et 80 % des dividendes sont destinés au financement des secteurs prioritaires (santé, éducation, infrastructures, développement rural, énergie, gouvernance) ;
- 25 % des redevances et 20 % des dividendes servent à couvrir les dépenses courantes et **d'investissement** de l'État ;
- 5 % des redevances sont alloués aux provinces productrices.

Toutefois, les lois de finances et rapports budgétaires publiés en 2023 ne comportent pas encore de présentation détaillée ou de **tableau d'exécution budgétaire** permettant de corroborer l'application de ces clés de répartition. Les transferts observés se limitent pour l'instant aux revenus effectivement rapatriés et intégrés au Compte unique du Trésor.

Selon les dispositions de la loi de finances, les comptes spéciaux demeurent soumis aux règles de gestion budgétaire et à l'audit de la Cour des comptes, sous le contrôle de l'Inspection générale des finances (IGF).

(iii) Comités provinciaux de gestion des revenus pétroliers

Le [décret](#) n°1911/PCMT/PMT/MFB/2022 a institué un mécanisme de gestion décentralisée des revenus pétroliers alloués aux provinces productrices. L'objectif était de garantir une meilleure transparence et redevabilité dans l'utilisation des ressources locales.

Composition et gouvernance

Les comités étaient composés de représentants :

- des autorités locales (gouverneurs, députés, conseillers) ;
- de la société civile (femmes, jeunes, chefferies traditionnelles, confessions religieuses) ;
- et de l'administration publique (Finances, Pétrole, Planification).

Le mandat des membres, fixé à trois ans renouvelable une fois, était institué par décret présidentiel.

Rôle et attributions

- Élaborer et adopter le budget annuel des revenus alloués ;
- Identifier et financer les projets communautaires prioritaires (infrastructures, santé, éducation, services sociaux) ;
- Assurer le suivi de la mise en œuvre et la publication annuelle des rapports d'exécution.

Des comités provinciaux ont été successivement mis en place :

- Décret n°2601/2022 du 14 décembre 2022 : Comité du Logone Occidental (CPG-LogOc) ;
- Décret n°0092/2024 du 17 janvier 2024 : Comités du Chari-Baguirmi et du Logone Oriental.

Dissolution et transfert des compétences (2025)

Le décret n°342/PR/PM/MFBEPPCI/2025 a mis fin à ce dispositif. Les compétences, ressources et passifs des comités ont été transférés aux conseils provinciaux, dans le cadre de la mise en œuvre de la décentralisation financière, marquant ainsi une intégration des revenus pétroliers dans la gouvernance locale.

(iv) Audit stratégique, organisationnel et financier de la SHT (2022–2024)

En parallèle à la mise en œuvre de la loi n°020/CNT/2024 relative à la gouvernance des sociétés à participation publique, un audit stratégique, organisationnel, comptable et financier de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a été initié en 2024, couvrant la période 2022-2024. Cet exercice visait à évaluer la performance institutionnelle et financière de la SHT, à identifier les axes de rationalisation de sa gouvernance et à renforcer la transparence dans la gestion des ressources publiques qui lui sont confiées.

L'audit a porté sur :

- la structure organisationnelle et les processus décisionnels internes ;
- les dispositifs de gestion comptable et financière ;
- la cohérence stratégique entre les missions de la SHT et la nouvelle structuration du secteur pétrolier (notamment la création de la TPC).

Selon les informations disponibles, les **résultats détaillés de l'audit n'ont pas encore été** officiellement publiés. Cependant, nous comprenons que les recommandations issues de cet audit sont en cours de mise en cohérence avec la loi n°020/CNT/2024 et d'implémentation progressive au sein de la SHT.

2.1.2 Secteur minier

2.1.2.1. Cadre juridique

Le secteur minier tchadien est encadré par un corpus juridique articulé autour de deux codes miniers successifs, applicables selon la période d'octroi des titres :

- Code minier de 2018 : [*Ordonnance n°004/PR/2018 du 21 février 2018*](#) et son *décret d'application n°2007/PR/MPME/2019*, qui régissent l'ensemble des permis octroyés depuis 2019. Ce code modernise le cadre légal et introduit des dispositions relatives à la transparence, à la responsabilité environnementale et au développement local.
- Ancien Code minier de 1995 : [*Loi n°11/PR/95 du 20 juin 1995*](#) et *décret d'application n°95-821/PR/MPE/95*, qui demeurent applicables aux titres octroyés avant l'entrée en vigueur du nouveau cadre de 2018, jusqu'à leur expiration ou conversion.

Des textes spécifiques complètent ce cadre, notamment :

- *Arrêté n°53/PR/PM/MMDICPSP/ISG/DGMC/DM/2018* interdisant l'importation, la commercialisation et l'utilisation du mercure dans les sites d'exploitation artisanale de l'or ;
- les conventions minières conclues entre l'État et les opérateurs, qui précisent les droits et obligations des parties, sans déroger aux dispositions du Code minier.

Le cadre juridique minier s'appuie également sur plusieurs lois de portée générale :

- le Code des investissements, qui définit les régimes d'incitation et de garanties pour les projets miniers ;

- le Code général des impôts et le Code des douanes, encadrant la fiscalité applicable aux activités minières ;
- la loi n°14/PR/1998 relative à la protection de l'environnement et le décret n°630/PR/PM/MERH/2010 fixant les modalités de réalisation des **études d'impact** environnemental et social (EIES).

2.1.2.2. Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel du secteur minier est défini au chapitre 3 du Code minier de 2018 et repose sur un ensemble d'entités gouvernementales aux mandats complémentaires, couvrant la planification, la régulation, la supervision technique, la fiscalité et la protection environnementale.

Tableau 19 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier

Structures	Prérogatives
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (MPME)	Élaboration et mise en œuvre de la politique minière nationale ; détermination des zones ouvertes à la prospection et à l'exploitation ; autorisation des cessions ou transferts de titres ; approbation des conventions minières.
La Direction Générale Techniques des Mines (DGTM)	Organe central de coordination technique du secteur ; supervise l'ensemble des activités minières à travers quatre directions spécialisées : Mines et Géologie, Carrières, Cadastre Minier, et Laboratoire d'Analyses Géologiques .
Direction des Mines et de la Géologie (DGM)	Encadrement de la recherche et de l'exploitation minière ; délivrance et suivi des autorisations ; contrôle du respect des obligations techniques et financières ; perception des taxes et redevances par l'intermédiaire d'un régisseur du Trésor.
Société Nationale d'Exploitation Minière et de Commercialisation (SONEMIC)	Créée par ordonnance n°005/PCMT/2022, en remplacement de la SONAMIG. Société publique placée sous la tutelle du MPME, chargée de la recherche, de la promotion et de la gestion des projets miniers, ainsi que de l'inventaire national des ressources minérales.
Commission Nationale des Mines	Instance consultative chargée d'examiner les demandes de titres et autorisations (hors artisanat). Sa composition et son fonctionnement sont fixés par arrêté du Premier ministre. La Commission est devenue active par l'arrêté 0091/PR/PM/MPMG/2024 du 3 février 2025.
Commission Interministérielle de Négociation des conventions minières	Organe ad hoc créé à la demande du Premier ministre pour encadrer la négociation des conventions minières. sa mise en œuvre effective reste en cours de préparation et le texte réglementaire portant sa création n'était pas encore publié à la date du rapport.
Brigade Nationale de Contrôle des Activités Minières (BNCAM)	Organe chargé du contrôle de la réglementation minière, de la supervision des sites d'exploitation et du suivi des obligations contractuelles et environnementales. Non opérationnelle en 2023, elle avait été provisoirement placée sous la supervision de la SONEMIC. Elle a finalement été rendue effective en 2025 et réorganisée en Coordination rattachée au Cabinet du ministre en charge des Mines par le Décret n° 1996/PR/PM/MPMG/2025 du 25 août 2025.
Ministère des Finances (MINFI)	À travers la DGI, la DGDDI et la DGTCP, assure la collecte, la centralisation et le suivi des recettes fiscales et parafiscales issues des activités minières.
Ministère de l'Environnement, de l'Eau et de la Pêche	Valide les Études d'impact environnemental et social (EIES) ; supervise la mise en œuvre des plans de gestion environnementale et veille à la conformité avec la loi n°14/PR/1998 sur la protection de l'environnement.

2.1.2.3. Cadre fiscal

(i) Régime fiscal général

Le régime fiscal applicable au secteur minier est défini à l'article 336 du Code minier de 2018, qui précise que les entreprises opérant dans le secteur sont soumises aux impôts et taxes prévus par le Code général des impôts, le Code des douanes de la CEMAC et leurs textes d'application, sous réserve des dérogations prévues par le Code minier, les conventions minières et la [Charte](#) des investissements.

Les avantages prévus par le Code minier ne sont toutefois pas cumulables avec ceux de la Charte des investissements.

Ce régime combine donc des impositions de droit commun et des taxes spécifiques au secteur minier, applicables selon la nature du titre, la phase d'activité et la taille de l'opération.

(ii) Impôts et taxes de droit commun

Les sociétés minières sont soumises aux principaux impôts et taxes applicables à l'ensemble des entreprises exerçant sur le territoire tchadien, notamment :

- Impôt sur les bénéfices ;
- Impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP) pour les salaires du personnel ;
- Taxe forfaitaire due par les employeurs ;
- **Taxe d'apprentissage et de formation professionnelle ;**
- **Redevance statistique à l'importation/exportation ;**
- **Droits de douane à l'importation ;**
- Prélèvement sur les plus-values de cession de titres miniers ;
- Retenue à la source libératoire sur les paiements faits aux sous-traitants non-résidents.

(iii) Taxes et prélèvements spécifiques au secteur minier

En complément du régime de droit commun, le Code minier prévoit des droits, redevances et taxes propres au secteur :

Taxe/Droit	Description
Redevances proportionnelles	Principal instrument fiscal du secteur. Prévue à l'article 326 du Code minier, elle s'applique à la valeur de la production marchande extraite. Son taux, fixé par la Loi de finances, varie selon la nature des substances exploitées. Le produit de cette redevance est réparti entre l'État, les collectivités et le Fonds national de développement minier. Pour l'or, le taux est compris entre 2 % et 5 %, et il est fixé dans les conventions minières.
Droit fixe	Prélevé lors de la délivrance, du renouvellement ou du transfert de titres miniers ou d'autorisations. Il vise à compenser les coûts administratifs de gestion du cadastre.
Taxe superficielle annuelle/ redevance superficielle	Des redevances superficielles sont perçues en fonction de la superficie couverte par les titres miniers ou autorisations, sauf le cas de l'autorisation de prospection. Les tarifs sont fixés par la Loi de finances.
Droit de forage	Le droit de forage est payé par l'exploitant de matériaux de construction par tonne extraite

Taxe/Droit	Description
Taxe sur la rente minière	Appliquée aux titulaires de permis d'exploitation industrielle . Son taux est de 50 % sur la différence entre le chiffre d'affaires et les charges d'exploitation (y compris la redevance), majorées de 50 %. Cette taxe vise à capter les profits exceptionnels liés à la rentabilité élevée des gisements. (Art 353)
Taxe forfaitaire	S'applique aux titulaires de autorisation d'exploitation artisanale . Elle est annuelle et libératoire. Les montants sont fixés par la Loi de finances, afin d'assurer une contribution simplifiée des exploitants artisanaux formalisés. (Art.334)
Frais d'appui institutionnel et Frais de formation	Chaque titulaire de titre minier (permis de recherche/exploitation) s'acquitte de frais d'appui institutionnel de 15 millions FCFA (≈ 25 000 USD), payables en une seule fois, et de frais de formation de 10 millions FCFA par an (≈ 16 500 USD). Ces contributions visent à soutenir le renforcement institutionnel et la formation technique des cadres du secteur minier. ¹⁰

(iv) Avantages fiscaux

Le Code minier de 2018 prévoit une série d'incitations fiscales et douanières distinctes pour les phases de recherche et d'exploitation, ainsi qu'un mécanisme de stabilisation fiscale destiné à offrir de la visibilité aux investisseurs.

▪ Avantages accordés aux activités de recherches

Les titulaires de permis de recherche bénéficient d'exonérations importantes sur les impôts, taxes et droits de douane, conformément aux dispositions du Code minier.

Tableau 20 Avantages accordés aux activités de recherche selon le nouveau Code Minier

Nature des avantages	Description de l'avantage
Fiscaux	Exonération totale de : - L'impôt sur les sociétés ; - L'impôt minimum forfaitaire ; - La contribution des patentes ; - Les contributions foncières applicables aux immeubles autres que les immeubles d'habitation ; - Les droits d'enregistrement ; - La taxe sur la valeur ajoutée (TVA), (sauf exceptions prévues par le CGI) sur : : i. les biens nécessaires aux activités minières (sur liste validée); ii. les services fournis par les sous-traitants opérant pour le titulaire du permis.
Douaniers	Admission Temporaire Normale (ATN) pour les équipements, machines, matériels et véhicules utilitaires importés temporairement par les titulaires ou leurs sous-traitants, lorsqu'ils ne sont pas disponibles localement ou dans la sous-région.

▪ Avantages accordés aux activités d'exploitation

Les avantages s'appliquent selon deux périodes : avant et après la première production commerciale.

Nature des avantages	Description de l'avantage
Fiscaux	- Amortissement accéléré pour les immobilisations spécifiques liées à l'exploitation (liste validée) ; - Exonération de : • la patente, la TVA, les droits d'enregistrement et de timbre jusqu'à la première production commerciale ;

¹⁰ Arrêté n° 055/PT/PMT/MMG/SG/DGG/2023

Nature des avantages	Description de l'avantage
	- la TVA à taux zéro pour les produits exportés (les ventes locales restent soumises aux droits et taxes) ; - Déductibilité intégrale des intérêts d'emprunts contractés auprès d'actionnaires tchadiens, sous conditions.
Douaniers	Exonération des droits et taxes de douane sur : - les équipements, intrants et pièces de rechange nécessaires à la construction ou à la production (phase d'installation) ; - les équipements de remplacement en cas d'incident ; - les biens nécessaires à l'extension d'une exploitation existante.

(v) Stabilisation du régime fiscal et douanier

Le Code minier de 2018 prévoit un mécanisme de stabilisation fiscale et douanière, destiné à sécuriser les conditions d'investissement pour les titulaires de titres miniers d'exploitation (hors exploitation artisanale).

Tableau 21 Régime de stabilisation fiscal et douanier

	Code de 2018	Code de 1995
Bénéficiaire	Titulaires de permis d'exploitation ou d'autorisation (hors artisanat)	Titulaires de tout titre ou autorisation
Durée	- Pour les autorisations : durée initiale uniquement ; - Pour les permis : durée nécessaire pour atteindre un TRI de 15 %, dans la limite de 15 ans.	Toute la durée de validité du titre ou de l'autorisation
Impôts et taxes concernées	Tous les impôts et taxes prévus par le Code, sauf droits fixes et redevances superficielles	Tous les impôts et taxes prévus par le Code
Éléments stabilisés	Montants, taux et assiettes	Taux et règles d'assiette
Dérogation	Non prévu	Possibilité d'alignement sur un régime fiscal de droit commun plus favorable, sur demande

2.1.2.4. Cadre de l'exploitation minière artisanale et à petite échelle

(i) Contexte

L'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE), principalement orientée vers l'or, s'est fortement développée au Tchad depuis 2013, à la suite de découvertes aurifères dans le Tibesti, le Fitri, ainsi que dans certaines zones du **Mayo Kebbi Ouest et de l'Ennedi**.

Selon la Banque mondiale¹¹, l'EMAPE constitue le principal segment du secteur minier tchadien, mais demeure largement informelle, faiblement mécanisée et exposée à des risques significatifs : conflits d'accès aux ressources, absence de traçabilité, insécurité, impacts environnementaux, pollution au mercure et vulnérabilité socio-économique des communautés.

¹¹ [Rapport](#) diagnostic du secteur minier, août 2023

Le Tchad distingue deux types d'opérations :

- **l'exploitation artisanale traditionnelle**, fondée sur des moyens manuels (pioches, pelles, barres à mines) ;
- **l'exploitation artisanale semi-mécanisée**, utilisant des équipements légers ou semi-mécanisés tels que détecteurs de métaux, broyeurs, compresseurs, excavateurs ou groupes électrogènes.

Tous les mineurs, acheteurs et vendeurs opérant dans l'or doivent être enregistrés auprès du Ministère des Mines et détenir une carte professionnelle certifiée.

(ii) Cadre institutionnel

L'EMAPE est régulée par plusieurs institutions publiques exerçant des mandats complémentaires:

- Ministère des Mines et du Pétrole (MMP) : Autorité de tutelle, il définit la politique minière nationale, encadre la réglementation et supervise l'ensemble des acteurs institutionnels du sous-secteur.
- Direction Générale Technique des Mines (DGTm) : organe technique du MMP, elle est responsable de la délivrance des autorisations d'exploitation artisanale, du suivi administratif et technique des sites artisanaux, ainsi que de la collecte des données sur la production et la fiscalité du sous-secteur.
- **Société Nationale d'Exploitation et de Commercialisation (SONEMIC)** : créée par l'Ordonnance n°005/PCMT/2022, elle encadre la commercialisation, le contrôle technique et la régulation du sous-secteur. Elle joue également le rôle de guichet unique depuis 2024.
- Brigade Minière Spéciale (BMS) : instituée par le Décret n°0461/PT/PM/MMG/2024 pour le contrôle, la sécurisation et la lutte contre la fraude sur les sites aurifères. Initialement placée sous la tutelle de la SONEMIC, la BMS a été rattachée en 2025 directement au Ministère des Mines et de la Géologie, afin de renforcer la supervision publique et le contrôle administratif des activités minières artisanales.
- **Comptoir National de l'Or et des Métaux Précieux (CNOMP)** : Créés par le Décret n°0765/PR/MMDICSP/2019, ils avaient compétence exclusive pour acheter, vendre et exporter l'or artisanal. Leur agrément était délivré pour 3 ans (non transférable). Leur dissolution en 2024 a conduit à la centralisation des fonctions dans le guichet unique de la SONEMIC.

(iii) Cadre juridique

Le cadre légal de l'EMAPE repose sur :

- le Code minier de 2018 ;
- le Décret n°0461/PT/PM/MMG/2024, qui précise les conditions d'exercice de l'artisanat minier ;
- la réglementation environnementale nationale (eaux, déchets, sécurité, produits chimiques) ;
- la Convention de Minamata, à laquelle le Tchad est partie.

Types d'autorisations

- **Autorisation d'Exploitation Artisanale (AEA)** : 2 ans renouvelables, réservée aux nationaux, individuellement ou en coopérative.
- **Autorisation d'Exploitation Artisanale Semi-Mécanisée (AEASM)** : durée de 3 ans, superficie $\leq 2 \text{ km}^2$, autorisant l'usage de moyens mécanisés non prohibés.

Toutes les productions artisanales doivent être vendues exclusivement à la SONEMIC.

Utilisation des produits chimiques

- Interdiction stricte de l'usage non contrôlé du mercure et du cyanure (Arrêté n°53/2018).
- Importation, distribution et contrôle assurés uniquement par la SONEMIC.

Zones d'exploitation artisanale (ZEA)

Le Code minier prévoit trois types de zones spéciales (articles 26–30) :

- **zones d'investissement prioritaire,**
- zones promotionnelles,
- **zones d'exploitation artisanale (ZEA).**

Une seule ZEA a été officiellement établie, mais sa mise en œuvre opérationnelle reste en attente.

(iv) Cadre fiscal et parafiscal

Le régime fiscal applicable à l'EMAPE est défini par le Code minier 2018 et par le Décret n°0461/PT/PM/MMG/2024 modifiant le décret n°3039/PT/PM/MMG/2023. Les principales obligations portent sur la taxe ad valorem, les **droits à l'exportation**, les redevances statistiques et les cautions financières.

❖ La taxe advalorem :

Prélevée par la SONEMIC au moment de la vente ou de la déclaration de production, elle est calculée sur la valeur marchande du métal extrait ou sur des forfaits mensuels selon le type d'exploitation¹²:

- Exploitation artisanale traditionnelle:
 - 3 % de la valeur de l'or vendu, calculée sur le prix moyen de référence fixé par la SONEMIC.
- Exploitation semi-mécanisée:
 - Redevance forfaitaire mensuelle de :
 - 5 g d'or pour les détecteurs portatifs (« petit cachik ») ;
 - 8 g d'or pour les équipements semi-mécanisés (« gros cachik », engins lourds), indépendamment de la production.

¹² Décret n°0461/PT/PM/MMG/2024

- Traitement chimique des rejets aurifères :
 - 20 % de la valeur nette de l'or obtenu après cyanuration ou lixiviation.

Les montants collectés sont reversés au Trésor selon les mécanismes du Code minier.

❖ Autres prélèvements

Outre la taxe ad valorem, les exploitants sont également soumis à :

- un droit de sortie à l'exportation équivalant à 0,5 % de la valeur de l'or exporté ;
- une redevance statistique à l'exportation fixée à 2 % ;
- L'IRPP : applicable aux revenus tirés de l'activité minière.
- Cautions spécifiques pour le traitement de rejets : Le traitement des rejets aurifères nécessite une autorisation spéciale délivrée par la SONEMIC et est soumis à deux garanties financières obligatoires:
 - Caution de capacité financière : dépôt minimum de 30 millions FCFA, attestant la solvabilité du demandeur ;
 - Caution de réhabilitation des sites : 5 millions FCFA par an, destinés à couvrir les coûts de remise en état des sites après exploitation.

❖ Exonérations :

Les titulaires d'autorisations artisanales (hors traitement de rejets) sont exemptés des droits fixes et des redevances superficielles.

2.1.2.5. Réformes

Au cours de la période 2021–2025, le secteur minier tchadien a été marqué par une série de réformes institutionnelles, juridiques, fiscales et opérationnelles visant à améliorer la gouvernance, renforcer la transparence, structurer l'exploitation artisanale et créer les conditions d'un développement durable du sous-secteur. Ces réformes s'inscrivent dans les orientations stratégiques nationales, notamment :

- le Plan national de développement (PND 2030), qui positionne le secteur minier comme un levier de diversification économique ;
- **le Plan directeur d'industrialisation et de diversification économique (PDIDE)**, qui reconnaît la capacité du secteur à mobiliser des recettes et à créer des emplois, notamment à travers l'EMAPE ;
- la Politique minière de 2019 (Décret n°2085/PR/MPME/2019), qui ambitionne de transformer les ressources minérales en moteur de développement inclusif ;
- la Vision 2030 – Le Tchad que nous voulons, qui fait de la valorisation des ressources nationales un pilier de la transformation structurelle de l'économie.

Dans ce contexte, les principales réformes engagées sont les suivantes :

(i) Affectation des recettes minières au profit des provinces productrices

Le Décret n°0120/PT/PM/MFBCP/2022 du 19 décembre 2022 fixe l'affectation de 5 % des recettes minières issues de l'or aux provinces productrices, conformément aux dispositions des articles 315 et 383 Code minier. Ces ressources doivent financer des projets communautaires prioritaires (éducation, santé, eau, infrastructures locales, énergies renouvelables).

La réforme institue dans chaque province un Comité de gestion chargé de programmer, suivre et rendre compte de l'utilisation des fonds. Les dépenses sont soumises à des audits réguliers (Inspection générale des finances, Cour des comptes) et les fonds sont domiciliés sur des comptes spéciaux du Trésor, afin d'assurer la traçabilité.

(ii) Modernisation du système de cadastre minier

Le gouvernement a entrepris une réforme du cadastre minier afin de renforcer la transparence dans la gestion des titres, la sécurité juridique des investissements et l'attractivité du secteur. Après une première mise en place technique en mars 2023, le cadastre minier numérique a été officiellement inauguré au mois de septembre 2025.

Ce dispositif vise à digitaliser l'octroi, le suivi et le renouvellement des droits miniers, en s'alignant sur les bonnes pratiques internationales.

Toutefois, malgré son lancement officiel, **le portail numérique n'est pas encore accessible en ligne.**

(iii) Réformes institutionnelles relatives à la SONEMIC

L'Ordonnance n°005/PCMT/2022, ratifiée par le Conseil national de transition, a transformé la SONAMIG en **Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)**, en redéfinissant ses missions et son périmètre d'intervention.

Nouvelles missions

- gestion et formalisation de l'exploitation artisanale de l'or ;
- stockage, achat et commercialisation des produits aurifères artisanaux ;
- exportation de la production issue de l'EMAPE.

Guichet unique aurifère

Le Décret n°3039/PT/PM/MMG/2023, modifié par le Décret n°0461/PT/PM/MMG/2024, consacre la SONEMIC comme guichet unique national pour :

- l'achat, la vente et l'exportation de l'or artisanal ;
- la perception de la taxe ad valorem et des droits/redevances liés à la production artisanale;
- le contrôle de l'usage de produits chimiques et la gestion des rejets aurifères.

Brigade de contrôle

La mise en place d'une Brigade Minière Spéciale (BMS) renforce la lutte contre la fraude. Créée sous la tutelle de la SONEMIC en 2024, elle est transférée au Ministère des Mines en 2025 et devient la **Brigade Nationale de Contrôle et d'Appui Minier (BNCAM).**

(iv) Audit des titres miniers

Dans le cadre des réformes structurelles du secteur minier, le Ministère a lancé en 2024 un audit global des titres miniers. L'objectif annoncé est de vérifier la validité, la conformité réglementaire et le **niveau d'activité réel** des permis attribués, tout en suspendant temporairement l'octroi de nouveaux titres.

Cet exercice répond aux constats antérieurs selon lesquels une part importante des titres miniers était expirée ou inactive.

Les résultats préliminaires présentés par les autorités indiquent :

- des irrégularités significatives dans le portefeuille de titres ;
- la nécessité d'un nettoyage du cadastre minier ;
- un renforcement de la surveillance administrative et du suivi des obligations des titulaires.

Toutefois, les résultats complets et détaillés de cet audit n'ont pas encore été rendus publics à la date du rapport.

(v) Réforme stratégique de 2025

L'Ordonnance n°014/PR/2025 élargit substantiellement le mandat de la SONEMIC, désormais **Société Nationale d'Exploitation et de Commercialisation Minière**. Elle peut :

- ouvrir des filiales et antennes provinciales ;
- exploiter directement certains gisements stratégiques ;
- commercialiser les produits miniers sur les marchés national et international.

Cette évolution marque le passage d'un rôle principalement administratif à un rôle d'**opérateur économique d'État**.

Financement :

L'article 5 de l'Ordonnance n°005/PCMT/2022 prévoit que la SONEMIC est financée par :

- des subventions de l'État ;
- des dons, emprunts et ressources propres ;
- un prélèvement de 10 % sur les recettes minières nationales.

(vi) Révision du cadre légal et institutionnel en cours

Plusieurs lacunes du Code minier de 2018 ont été identifiées :

- absence de dispositions spécifiques sur les explosifs ;
- ambiguïtés dans la gestion du cadastre ;
- chevauchements institutionnels avec la SONEMIC.

Pour y répondre :

- un processus de révision du Code minier a été lancé en 2025 ;
- une révision de la Politique minière nationale (2019) est en cours ;
- en 2024, la Direction du Cadastre Minier a été rattachée à la Direction générale de la Géologie pour renforcer la cohérence administrative.

(vii) Instauration d'un droit de sortie sur les exportations d'Or

L'Arrêté n°023/PCMT/MFB/SG/DGDDI/2022 introduit un droit de sortie de 0,5 % sur l'or exporté, s'ajoutant à la redevance statistique de 2 %. La base de calcul est fixée à 18 750 FCFA/g, ce qui améliore la fiscalisation des flux aurifères.

(viii) Encadrement de l'exploitation artisanale (EMAPE)

Un [plan d'action national EMAPE 2022–2030](#) a été lancé en 2022. Il vise à :

- Formaliser les acteurs du secteur ;
- Réduire les impacts environnementaux et sanitaires, notamment liés à l'usage du mercure;
- Organiser les flux commerciaux ;
- Lutter contre les circuits informels et le détournement de produits chimiques.

Cette réforme s'aligne avec la Politique minière 2019.

2.1.3 Cadre de lutte contre la corruption

2.1.3.1. Cadre juridique et engagements internationaux

Le cadre juridique tchadien en matière de lutte contre la corruption et le blanchiment de capitaux repose sur des instruments constitutionnels, législatifs et conventionnels :

Texte juridique	Objectifs et dispositions principales
Constitution de 2018	L'article 55 impose aux pouvoirs publics de promouvoir la bonne gouvernance, de réprimer la corruption, les détournements et les infractions assimilées.
Code pénal (Loi n°01/PR/2017)	Articles 192 à 240 : incrimination de la corruption active/passive, enrichissement illicite, détournement, blanchiment. Ce code abroge la loi n°011/PR/2012.
Ordonnance n°007/PT/2023 ratifiée par la Loi n°022/PT/2023 (21 nov. 2023)	Établit l'Autorité Indépendante de Lutte contre la Corruption (AILC)
Loi n°11/PR/2012	Loi portant prévention et répression de la corruption
Directive CEMAC n°01/11-UEAC-UMAC-CM du 16 avril 2011	Directive relative à la lutte contre le blanchiment de capitaux et le financement du terrorisme
CNUCC (Convention ONU contre la corruption)	Signée le 30 mars 2018, ratifiée le 26 juin 2018.
Convention UA contre la corruption (2003)	Ratifiée par le Tchad pour renforcer l'arsenal juridique régional.

2.1.3.2. Cadre institutionnel

Le dispositif institutionnel a été réorganisé en 2023 pour améliorer l'efficacité de la lutte contre la corruption.

Structure	Attribution
IGE/ Autorité Indépendante de Lutte contre la Corruption (AILC)	Créée par Ordonnance n°007/PT/2023 du 1er août 2023, ratifiée en novembre 2023, l'AILC remplace l' Inspection Générale d'État (IGE) dissoute par Décret n°0014/PT/2022. Compétente en matière de prévention, d'investigation et de répression des faits de corruption ; organisation des mécanismes de signalement et de protection des lanceurs d'alerte
Agence Nationale d'Investigation Financière (ANIF)	Cellule de renseignement financier. Créée par la même ordonnance, elle traite les déclarations de soupçon de blanchiment et de financement du terrorisme et transmet les dossiers aux autorités judiciaires (Décret n°278 du 16/02/2018)

Structure	Attribution
Cour des comptes	Juge des comptes publics, détecte les fautes de gestion et sanctionne les irrégularités financières, conformément à la Loi organique n°007/PR/2024.

2.1.3.3. *Etats des lieux et réformes*

Réforme institutionnelle majeure

Jusqu'en 2022, l'**Inspection Générale d'État (IGE)** était chargée de l'audit des organes publics, de la détection des détournements et du recouvrement des avoirs. Elle a été dissoute¹³ par le décret n°0014/PT/2022 du 20 octobre 2022, puis remplacée par l'Autorité Indépendante de Lutte contre la Corruption (AILC)¹⁴, créée par l'**ordonnance n°007/PT/2023 du 1er août 2023**, ratifiée par le Conseil National de Transition en novembre 2023. Cette nouvelle autorité a pour mandat de réprimer les actes de corruption, de moraliser la vie publique et d'améliorer le climat des affaires.

Les premières missions de contrôle menées en 2024-2025 ont mis en évidence plusieurs défaillances significatives dans la gestion des finances publiques, y compris dans les secteurs fiscal, douanier et extractif¹⁵ :

- **Octroi irrégulier d'avantages fiscaux** : Des exemptions non conformes au cadre légal auraient été accordées à certaines entreprises du secteur pétrolier. Pour CNPCIC, les pertes fiscales liées à ces exonérations irrégulières sont estimées à environ 225 milliards FCFA.
- **Dysfonctionnements dans le reversement des recettes publiques** : Certaines banques commerciales n'auraient pas reversé au Trésor l'intégralité des recettes encaissées pour le compte de l'État, représentant près de 63 milliards FCFA de ressources non transférées. Cette situation met en lumière les limites du système actuel, où les banques privées constituent le principal intermédiaire dans la collecte des recettes.

Ces constats confirment la nécessité de renforcer la traçabilité des flux financiers publics, le contrôle des exonérations fiscales et le suivi des mécanismes de collecte, en particulier pour les recettes issues du secteur extractif.

Indice de Perception de la Corruption¹⁶ :

Selon Transparency International, le Tchad enregistre une évolution progressivement positive de son score au cours des trois dernières années, reflétant les efforts entrepris pour renforcer la gouvernance et la transparence dans le secteur public.

- 2022 : score de 19/100 et rang 167^e/180.
- 2023 : score porté à 20/100, traduisant une amélioration du positionnement.
- 2024 : progression confirmée avec un score de 21/100, se traduisant par un rang 158^e/180.

Ces résultats, encore éloignés des moyennes mondiale et régionale, indiquent néanmoins une dynamique encourageante qui témoigne d'une volonté nationale de poursuivre les réformes de gouvernance et de lutte contre les pratiques illicites.

¹³ [AGUIDE-MESSIE.pdf](#)

¹⁴ <https://www.ailec.td/>

¹⁵ Source : Bilan 2025 : L'AILC contre la corruption

¹⁶ [Corruption Perceptions Index 2024 - Transparency.org](#)

Plan national de développement – Vision 2030¹⁷

La lutte contre la corruption est intégrée comme axe transversal dans les politiques publiques visant à promouvoir la bonne gouvernance, la transparence budgétaire et l'efficacité de l'administration publique.

Déclaration des Biens¹⁸

Les autorités tchadiennes travaillent à l'élaboration d'un système transparent et exécutoire de déclaration de biens pour les hauts fonctionnaires.

Parallèlement, le cadre de lutte contre le blanchiment d'argent et le financement du terrorisme est en cours de renforcement, conformément aux normes du Groupe d'Action Financière¹⁹.

2.1.3.4. Lutte contre la corruption dans le secteur extractif

(i) Mécanismes de contrôles spécifiques

➤ Mécanismes de contrôle dans le secteur minier

- Inspection générale du ministère des Mines et de la Géologie (MMG) : Supervise la conformité des services et structures sous tutelle du ministère. Elle réalise des audits techniques, administratifs et financiers, et peut recommander des sanctions disciplinaires ou transmettre des dossiers aux autorités compétentes.
- Brigade nationale de contrôle des activités minières (BNCAM) : Unité spécialisée chargée du contrôle des opérations minières (titres, conformité technique et environnementale), de la lutte contre la fraude et des exportations illicites. Initialement envisagée dans la réforme SONEMIC de 2022, la BNCAM a depuis retrouvé son rattachement direct au ministère et est placée sous la coordination du Cabinet du Ministre, conformément au décret n° 1996/PR/PM/MPMG/2025 du 25 août 2025.

➤ Mécanismes de contrôle dans le secteur pétrolier

- **Inspection générale du ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (MPME)** : Intervient dans l'audit des entreprises du secteur pétrolier, dans la vérification du respect des contrats de partage de production, et dans le suivi des engagements contractuels, fiscaux et environnementaux.
- Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP) : Assure le suivi administratif et technique des opérations pétrolières. Elle participe à l'analyse des offres, au contrôle de l'exécution des contrats et à la collecte des données de production, de coût et de recettes.
- Commission Nationale de Négociation des Conventions Pétrolières (CNNCP) : Placée sous la tutelle du MPME, elle est chargée de négocier les clauses contractuelles, avec une attention croissante portée à la transparence, à la traçabilité et à la limitation des clauses à risque.
- Comités provinciaux de gestion des revenus pétroliers (CPGRP) : Conformément à la loi de Finances 2022, ce comité veille à l'utilisation des revenus pétroliers et publie des rapports de suivi. Il contribue à la redevabilité de l'État et à la transparence dans l'allocation budgétaire des ressources issues du pétrole.

¹⁷ [Rapport-parallele-OTAC-UNCAC-Coalition-fevrier-2024-FR.pdf](#)

¹⁸ [Rapport-parallele-OTAC-UNCAC-Coalition-fevrier-2024-FR.pdf](#)

¹⁹ [Rapport mondial 2024: Tchad | Human Rights Watch](#)

(ii) Dispositions juridiques spécifiques

➤ Code minier de 2018 :

- *Art. 22* : Inéligibilité aux titres miniers des personnes condamnées pour corruption ou blanchiment.
- *Art. 302* : Obligation de signer un code de bonne conduite lors de toute demande ou attribution de titre.
- *Art. 416* : Répression de la corruption dans le secteur minier conformément au droit pénal.

➤ Contrats pétroliers : Les CPP (contrats de partage de production) contiennent généralement des clauses d'intégrité, d'audit, de contrôle des coûts pétroliers et de transparence des flux, bien que leur application nécessite un renforcement des capacités institutionnelles.

(iii) Risques spécifiques

Le secteur extractif au Tchad présente plusieurs vulnérabilités importantes en matière de corruption, identifiées tant par les évaluations techniques que par des affaires récentes relayées dans les médias qui, bien qu'en attente de confirmation judiciaire, appellent à une vigilance accrue.

❖ Risques dans le secteur des pierres et métaux précieux

Selon le dernier [Rapport](#) d'évaluation mutuelle du GABAC (juillet 2023), le secteur des pierres et métaux précieux est classé à haut risque en raison de plusieurs facteurs structurants :

- Utilisation généralisée des espèces, rendant les transactions difficilement traçables ;
- Absence de diligence raisonnable dans les procédures de vérification des acteurs économiques ;
- Manque de contrôles postérieurs à la délivrance des agréments, laissant place à une exploitation illicite persistante ;
- Faible identification des bénéficiaires effectifs lors de la création d'entités légales, facilitant les montages opaques et les détournements.

Ces failles rendent le secteur particulièrement perméable aux réseaux criminels, y compris ceux liés au financement d'activités illicites, voire armées.

❖ Risques dans le secteur des hydrocarbures

Bien que le rapport GABAC ne couvre pas spécifiquement le secteur des hydrocarbures, plusieurs analyses institutionnelles et affaires relayées par les médias mettent en lumière de sérieux risques de corruption et vulnérabilités structurelles dans la chaîne de valeur pétrolière au Tchad, en particulier au sein de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT).

Principales vulnérabilités identifiées

Selon la [Banque mondiale](#) (2023), plusieurs facteurs affectent l'efficacité et la transparence de la chaîne de valeur pétrolière au Tchad :

Domaine	Vulnérabilité identifiée	Conséquence sur la gouvernance
Supervision du secteur	Contrôle insuffisant des opérations pétrolières et des coûts	Risque de pertes de recettes et de marges de négociation réduites
Gestion financière et comptable de la SHT	Capacités limitées, système comptable peu adapté, audits irréguliers	Difficulté à suivre et valider les revenus pétroliers
Accès à l'information	Asymétries d'information vis-à-vis des opérateurs privés	Moindre capacité d'évaluation et de négociation des contrats
Outils techniques	Absence d'un cadastre pétrolier fonctionnel	Moindre visibilité sur les titres, périmètres et obligations contractuelles

Affaires médiatisées - indices de vulnérabilités

Plusieurs informations relayées dans la presse montrent des vulnérabilités potentielles dans la gouvernance de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), notamment dans la commercialisation du brut et la gestion des revenus pétroliers. L'une des affaires les plus commentées concerne des allégations de détournement de fonds importants en 2022, pour lesquelles les autorités ont indiqué avoir réussi à récupérer plus de 80 % des montants concernés²⁰.

(iv) Politiques anticorruptions dans les sociétés extractives

À ce jour, **aucun texte législatif ou réglementaire n'impose aux entreprises du secteur extractif**, y compris les entreprises publiques, de se doter d'une politique formelle de lutte contre la corruption.

Dans le cadre du rapport ITIE, un questionnaire a été adressé aux sociétés pétrolières afin de:

- Vérifier l'existence de politiques internes anticorruption ou d'éthique ;
- Déterminer si ces politiques sont accessibles au public.

Sur 21 sociétés contactées, 05 ont répondu et ont déclaré disposer d'une politique de lutte contre la corruption. Aucune n'a fourni de lien public ou de document officiel permettant d'en vérifier le contenu ou l'accessibilité.

Ce constat reflète une **faible institutionnalisation des pratiques d'intégrité** dans les sociétés extractives opérant au Tchad, en dépit de leur exposition à des risques élevés. Il souligne l'importance d'introduire une obligation réglementaire ou contractuelle d'adoption et de publication de politiques internes de conformité anticorruption, en cohérence avec les bonnes pratiques internationales.

²⁰ [Tchad : plus de 80% des fonds détournés de la SHT récupérés grâce à l'ANS](#)

2.1.4 Transition énergétique

Au Tchad, le secteur énergétique regroupe les centrales électriques, l'exploitation pétrolière, les unités industrielles, le secteur de transport et le secteur résidentiel. Il est caractérisé par une forte consommation des combustibles ligneux (bois et charbon de bois) qui représentent près de 90% de la consommation totale d'énergie du pays.

2.1.4.1. Contextes énergétique national

Le secteur énergétique tchadien est caractérisé par :

- Une forte dépendance aux combustibles ligneux (bois, charbon de bois), représentant environ 90 % de la consommation d'énergie²¹ ;
- Une **production d'électricité quasi exclusivement thermique**²² (99,4 % en 2022) ;
- Un **accès limité à l'électricité**²³ : 11 % au niveau national, avec des inégalités marquées entre zones urbaines (20 %) et rurales (<1 %) ;
- Un potentiel renouvelable sous-exploité²⁴ (solaire : 4,5–6,5 kWh/m²/jour, éolien : 4–7 m/s au Nord, biomasse au Sud).

Cette situation contribue à la déforestation et à l'insécurité énergétique.

2.1.4.2. Engagements nationaux et internationaux

Le [Pacte national pour l'énergie](#), adopté en décembre 2024, vise à :

- Porter la part des énergies renouvelables à **30 % de la capacité installée d'ici 2030** ;
- Assurer un accès à l'électricité à 15 % de la population et à la cuisson propre à 5 % d'ici 2030 ;
- Mobiliser **650,3 millions USD d'investissements privés** pour la production, le transport, la distribution et les solutions décentralisées.

Selon le [premier rapport biennal actualisé du Tchad](#), Le Tchad a signé plusieurs accords internationaux sur le climat, comme la CCNUCC, le Protocole de Kyoto et l'Accord de Paris. Il réalise des projets dans les secteurs de l'énergie et des forêts grâce au Mécanisme de Développement Propre (MDP) et bénéficie de financements du Fonds Vert pour le Climat (GCF) et du Fonds pour l'Environnement Mondial (FEM).

2.1.4.3. Perspectives pour le secteur extractif

Selon [le rapport diagnostique du secteur minier](#) élaboré en août 2023 par la banque mondiale, Le Tchad présente un potentiel inexploité en minerais critiques²⁵ :

- Lithium : utilisé dans les batteries électriques, potentiellement présent dans les pegmatites associées aux granites alcalins et les bassins salés ;
- Terres rares légères (néodyme, europium, praséodyme) : nécessaires à l'électrification et aux appareils électroniques ; leur présence est soupçonnée dans les massifs du Tibesti et de Mayo-Kebbi.

²¹ [Premier rapport biennal actualisé du Tchad](#)

²² [Pacte national de l'énergie pour le Tchad](#)

²³ [Pacte national de l'énergie pour le Tchad](#)

²⁴ [Pacte national de l'énergie pour le Tchad](#)

²⁵ Rapport diagnostique du secteur minier

Une exploration plus approfondie et une stratégie minière alignée sur la transition énergétique mondiale pourraient représenter une opportunité stratégique pour le Tchad.

2.1.4.4. Emissions de GES

(i) Émissions de GES par secteur

La révision de la [Contribution Déterminée au niveau National \(CDN\)](#) du Tchad, soumise en octobre 2021, fournit une évaluation actualisée des émissions de GES sur la période 2018-2030 selon un scénario de référence.

kt CO2eq	2018	2020	2025	2030
Agricultures	71 019	72 444	76 140	80 024
Energies	2 834	2 988	3 605	4 299
Déchets	878	954	1 157	1 360
UTCATF ²⁶	- 641	- 654	- 687	- 722
Procédés industriels	NE	NE	NE	NE
Total	74 090	75 732	80 215	84 961

NE : Négligeable

Le secteur agricole est responsable de près de 95 % des émissions totales, tandis que le secteur énergétique (incluant les industries extractives) ne représente qu'environ 5 %, mais avec une tendance à la hausse. Les émissions de secteur de l'Energie proviennent principalement du torchage de gaz qui a atteint 111,13 millions de mètres cubes en 2022, principalement par l'opérateur CNPIC (83,7 % du total torché)²⁷.

(ii) Objectifs d'atténuation

Le projet de loi soumis en octobre 2024 au Conseil National de Transition prévoit :

- La réduction de 40 % des émissions d'ici 2030, avec des mesures transversales (taxes, subventions, incitations fiscales, transport public)
- Il inclut le secteur extractif via des incitations fiscales, sans mentionner de mesure spécifique et directe sur le torchage du gaz dans les documents publics actuels²⁸

Les politiques nationales et la CDN évoquent la lutte contre le torchage, mais le projet de loi 2024 ne contient pas (à ce stade) de disposition explicite et autonome sur ce sujet²⁹.

(iii) Divulgations des émissions dans le secteur extractif

Dans le cadre du rapport ITIE, un questionnaire a été adressé aux sociétés pétrolières afin de :

- Vérifier s'ils procèdent à la divulgation de leurs émissions ;
- Déterminer si les données sur les émissions sont accessibles au public.

Sur 29 sociétés contactées, 03 ont répondu. Aucune n'a fourni de lien public ou de document officiel permettant d'en vérifier le contenu ou l'accessibilité.

²⁶ Agriculture et l'Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie

²⁷ [Note sur le secteur pétrolier - troisième trimestre 2022 - Ministère des Finances du Tchad, p. 4](#)

²⁸ [tchad - projet d'appui à la gouvernance éco et au secteur extractif pasese - rapport devaluation de projet.pdf](#)

²⁹ [CDN ACTUALISEE DU TCHAD.pdf](#)

2.1.5 Tarification carbone

À la date de ce rapport, aucun système formel de tarification du carbone n'est en vigueur au Tchad. Cependant :

- Des taxes existent sur la pollution liée aux carburants fossiles ; et
- Le secteur extractif n'est pas spécifiquement ciblé.

2.1.6 Autres réformes

(i) Gouvernance des sociétés à participation publique

Dans le cadre du renforcement de la gouvernance économique et financière, deux réformes majeures ont été engagées en 2024 afin d'améliorer la gestion, la transparence et la redevabilité des sociétés à participation publique et des entreprises publiques.

La Loi n°20/CNT/2024 relative à la gouvernance des sociétés à participation publique, adoptée le 23 septembre 2024, instaure un cadre juridique unifié applicable à l'ensemble des sociétés dans lesquelles l'État détient une participation, y compris celles opérant dans le secteur extractif, notamment la SHT, la TPC et la SONEMIC. Cette loi harmonise les règles relatives à la composition, aux attributions et au fonctionnement des conseils d'administration, renforce les obligations de reporting financier et de contrôle externe, et introduit des principes de gouvernance alignés sur les standards internationaux.

En complément, la Loi n°17/CNT/2024 portant Code de bonne gouvernance des entreprises publiques établit un référentiel commun de bonnes pratiques en matière de gouvernance, applicable aux entreprises publiques. Elle précise notamment les responsabilités des organes de gouvernance, les obligations d'éthique et d'intégrité, les exigences de transparence financière, ainsi que les mécanismes de contrôle interne et de reddition des comptes.

La mise en œuvre combinée de ces deux réformes devrait permettre, à moyen terme, de :

- renforcer le rôle et l'efficacité des organes de gouvernance dans l'exercice de leurs responsabilités stratégiques et de contrôle ;
- clarifier et encadrer les relations financières entre l'État actionnaire et les entreprises publiques et à participation publique ;
- améliorer la redevabilité des dirigeants à l'égard de l'État, du Trésor public et du Parlement ;
- renforcer la transparence et la fiabilité des états financiers, ainsi que la traçabilité des transferts financiers entre les entreprises publiques, les sociétés à participation publique et l'État.

(ii) Gestion de la dette publique

Le [Décret](#) N° 1227/PCMT/PMT/MFB/2022 du 18 mai 2022 Encadre l'octroi des garanties publiques, la rétrocession de la dette et les mécanismes de suivi et contrôle, en renforçant la transparence dans la gestion des finances publiques.

❖ Octroi de garanties publiques

Bénéficiaires : Organismes publics, entreprises d'État, établissements administratifs, collectivités territoriales.

Plafonnement : La garantie de l'État ne peut excéder 75 % du montant de l'emprunt.

Conditions : L'octroi des garanties aux entités publiques est subordonné à :

- Validation préalable de la CONAD après analyse des risques.
- Financement uniquement dédié aux investissements stratégiques.
- Publication des garanties dans la loi de finances pour assurer la transparence.

❖ **Rétrocession de la dette publique**

Principe : L'État emprunte auprès d'un bailleur et réattribue les fonds à une entité publique qui assure le remboursement.

Accord et formalisation : une convention de rétrocession est signée entre le Ministère des Finances et l'entité bénéficiaire sous réserve de la validation en Conseil des Ministres avant sa finalisation

Recouvrement : Toute dette rétrocédée constitue une créance sur le bénéficiaire. En cas de défaut de paiement sur deux échéances, le Trésor Public engage des mesures de recouvrement.

❖ **Suivi et contrôle**

Responsabilité de la Direction Générale du Trésor :

- Transmission régulière des rapports d'exécution aux bénéficiaires.
- Surveillance des encours de dette et échéances dues.

Traçabilité : Enregistrement et suivi des rétrocessions dans un registre dédié.

(iii) **Transparence des subventions énergétiques³⁰**

Dans le cadre de leurs efforts de réforme de la gouvernance économique et de la transparence des finances publiques, les autorités tchadiennes ont engagé plusieurs mesures au-delà du secteur extractif strictement défini.

L'une des réformes majeures en cours concerne la transparence des transferts en nature accordés à **la Société nationale d'électricité (SNE)**. En effet, le **Tchad présente un taux d'accès à l'électricité** parmi les plus faibles au monde (moins de 11 % de la population en 2020), alors que les tarifs pratiqués **par la SNE restent très inférieurs aux coûts réels de production et d'approvisionnement**.

Depuis 2020, les transferts en nature de diesel fournis par la Société de Raffinage Nationale (SRN) à la SNE sont intégrés dans le budget national. À moyen terme, ces transferts en nature seront progressivement remplacés par des transferts monétaires, encadrés par un contrat de performance, dans le but d'améliorer la prévisibilité et la traçabilité budgétaire.

Les autorités, avec l'appui technique du Fonds monétaire international (FMI) et de la Banque Mondiale, s'emploient à :

- Accroître la transparence sur la valeur réelle des subventions accordées au secteur de l'électricité ;
- Distinguer clairement les subventions au secteur de l'énergie des paiements liés à la **consommation d'électricité de l'administration publique** ;
- Supprimer progressivement les subventions généralisées, tout en mettant en place des mécanismes de compensation ciblés pour protéger les ménages les plus vulnérables.

³⁰ Source : [Rapport](#) du FMI n° 23/7, décembre 2023

Cette réforme vise une meilleure budgétisation des transferts, une réduction des distorsions économiques et une amélioration de la qualité des données collectées et publiées sur les flux quasi-fiscaux dans le secteur de l'énergie.

(iv) **Protection de l'environnement**

La République du Tchad a adopté la [loi n°23/CTN/2024 relative à la protection de l'environnement](#), qui constitue un cadre juridique actualisé pour la gestion durable des ressources naturelles. Cette loi a pour objectifs de :

- Prévenir la **dégradation de l'environnement** ;
- Promouvoir la gestion rationnelle et durable des écosystèmes ;
- Améliorer les conditions de vie des populations à travers une meilleure préservation du cadre de vie.

Elle introduit également la création d'un **fonds spécial dédié à l'environnement**, destiné à financer les actions et programmes liés à la conservation, à la restauration des milieux naturels et à la lutte contre les effets des changements climatiques.

2.1.7 **Décentralisation fiscale**

La décentralisation fiscale au Tchad repose sur un cadre juridique modernisé, notamment depuis l'adoption de la Loi organique n°014/CNT/2024 portant statuts des collectivités autonomes. Elle vise à renforcer l'autonomie financière des collectivités territoriales, améliorer la gouvernance locale et assurer une redistribution plus équitable des ressources publiques. Le dispositif s'articule autour de trois piliers :

- le transfert de compétences,
- la mobilisation de ressources propres,
- **les transferts financiers de l'État.**

(i) **Cadre juridique et institutionnel**

La décentralisation fiscale est encadrée par un ensemble de textes complémentaires :

Loi organique n°014/CNT/2024 : Elle consacre l'autonomie administrative, financière et patrimoniale des collectivités (provinces, départements, communes, communautés rurales) et définit :

- leurs compétences ;
- les règles de gestion budgétaire ;
- leurs relations financières avec l'État.

Loi n°033/PR/2006 : Organise la répartition des compétences entre l'État et les collectivités.

Décret n°11-529/PR/PM/MCD/2011 : Précise l'organisation des services déconcentrés, notamment:

- les services financiers et du matériel ;
- les **services de l'assiette fiscale**, chargés du recensement du potentiel fiscal et du recouvrement des taxes locales.

Textes sectoriels sur les revenus extractifs

- Hydrocarbures : Article 33B de la Loi de finances 2022, allouant 5 % des redevances pétrolières aux provinces productrices ;
- Mines : Code minier 2018 (articles 315 et 383) et Décret n°0120/2022, attribuant 5 % des recettes minières aux collectivités des zones productrices.

Gouvernance locale des revenus extractifs

Les Comités provinciaux de gestion des revenus pétroliers (CPGRP), créés en 2022, ont été dissous par le Décret n°342/2025. Leurs compétences sont transférées aux Conseils provinciaux, désormais responsables :

- de la réception des fonds ;
- de la planification de leur utilisation ;
- du suivi et de la reddition de comptes, conformément à la Loi organique 014/2024.

(ii) Les ressources financières des collectivités autonomes

Les ressources des collectivités se répartissent en trois catégories :

a) Transferts de l'État

Ils comprennent :

- les dotations budgétaires ;
- les transferts sectoriels ;
- les 5 % des redevances pétrolières et minières, considérés comme transferts infranationaux au sens de la Norme ITIE 2023.

Ces fonds transitent par les circuits financiers nationaux (BEAC, Trésor, DGTCP).

b) Recettes fiscales locales

Elles incluent :

- la contribution des patentes, seule taxe extractive perçue directement par les communes ;
- la taxe foncière ;
- les droits et taxes de marché ;
- diverses impositions locales prévues par la réglementation fiscale.

Le **Service de l'assiette fiscale** (Décret 11-529/2011) est chargé du recensement du potentiel fiscal et du recouvrement.

c) Recettes non fiscales

Elles couvrent :

- les redevances d'occupation du domaine public ;
- les revenus des services locaux ;
- les produits du patrimoine, amendes et pénalités.

(iii) Place du secteur extractif dans la décentralisation fiscale

Le secteur extractif contribue à la décentralisation par deux canaux distincts.

1) Paiements directs aux collectivités : contribution limitée

La patente constitue le seul paiement extractif perçu directement par les communes. Il n'existe aucune redevance locale directement collectée par les collectivités.

2) Redistribution centralisée via l'État : mécanisme principal

L'État assure la redistribution des revenus extractifs à travers :

- 5 % des redevances pétrolières (Loi de finances 2022) ;
- 5 % des recettes minières (Code minier 2018 et Décret 0120/2022).

Ce modèle repose sur un principe de centralisation nationale des recettes, suivie d'une réaffectation aux collectivités des zones productrices.

Gouvernance locale

Depuis 2025, les Conseils provinciaux sont chargés de planifier l'usage des revenus extractifs, d'assurer un suivi budgétaire et de rendre compte annuellement de l'utilisation des fonds. Ce dispositif remplace les CPGRP.

2.2 Octroi de contrats et de licences

2.2.1 Secteur des hydrocarbures

2.2.1.1. Cadre juridique

L'octroi et le transfert des titres pétroliers sont régis par la [Loi N°006/PR/2007](#) relative aux Hydrocarbures et son [décret d'application N°796/PR/PM/MPE/2010](#). Ces textes encadrent l'attribution des contrats pétroliers, des permis de recherche et d'exploitation, ainsi que les modalités de transfert.

2.2.1.2. Acteurs institutionnels impliqués

- Ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie (MPME) : supervise l'ensemble du processus d'octroi et de négociation des contrats pétroliers.
- Direction Générale du Pétrole (DGP) : évalue les capacités techniques et financières des soumissionnaires.
- Commission Nationale de Négociation des Contrats Pétroliers (CNNCP) : structure interministérielle chargée des négociations contractuelles (non encore effective à la date de ce rapport).
- Assemblée Nationale / Présidence : approuvent les contrats par voie législative ou par ordonnance.

2.2.1.3. Procédures d'octroi

Selon l'article 9 de la Loi n°006/PR/2007 relative aux hydrocarbures, les contrats pétroliers sont attribués avant l'octroi des permis de recherche. En principe, cette attribution se fait par **appel d'offres** international, dont les modalités sont définies par arrêté ministériel. Toutefois, le Ministre chargé des Hydrocarbures peut déroger à cette procédure, sans que la loi n'exige de motivation explicite pour cette décision.

Lorsqu'un appel d'offres est lancé, un avis public est publié. Cet avis précise :

- Les critères d'éligibilité,
- Les conditions de participation,
- La date limite de dépôt des offres,
- Et les blocs pétroliers concernés.

Le décret d'application précise que cette procédure **n'est pas soumise au Code des marchés publics**. Les demandes de permis de recherche ou d'autorisation exclusive de recherche doivent respecter les conditions de l'avis d'appel d'offres. Dans tous les cas, les contrats pétroliers doivent être approuvés **par l'Assemblée nationale ou validés par ordonnance présidentielle**.

Par ailleurs, l'article 4 de la même loi stipule que seules les entreprises disposant de capacités techniques et financières suffisantes peuvent mener des activités pétrolières. Ces capacités sont évaluées à partir d'un dossier réglementaire, mais la législation ne précise pas les critères de sélection ni leur pondération.

➤ Informations requises pour soumettre une demande

Les documents juridiques et financiers requis des sociétés pour l'introduction d'une demande se présentent comme suit³¹:

❖ *Pour les personnes morales :*

- Détail du capital social (montant, composition, libération) ;
- États financiers certifiés des 3 derniers exercices ;
- Liste des actionnaires ou associés majoritaires ;
- Identité des dirigeants (conseil d'administration, direction générale, etc.) ;
- Identité des commissaires aux comptes ou auditeurs ;
- Répartition des parts au sein d'un éventuel consortium ;
- Justificatifs de capacités techniques et financières ;
- Nom de la société désignée comme opérateur et preuve de son expérience.

❖ *Pour les sociétés en formation :*

- Identité des fondateurs (physiques ou moraux) ;
- Informations disponibles au moment du dépôt, avec engagement de fournir les éléments restants dans un délai raisonnable.

❖ *Pour les consortiums :*

- Liste des entités membres du consortium et leurs informations détaillées ;
- Répartition des droits et obligations entre les membres ;
- Justificatifs de capacités techniques et financières ;
- Nom de l'opérateur désigné et documents prouvant son expérience.

➤ Documents complémentaires

³¹ Article 10 du décret 10-796 PR/PM/MPE

D'autres pièces peuvent être exigées en fonction du type de permis ou d'autorisation demandé. Ces exigences sont précisées dans la réglementation ou les appels d'offres :

	Autorisation de prospection	Permis de recherche/autorisation exclusive de recherche	Permis d'exploitation/Autorisation exclusive de recherche
Critères techniques	Les coordonnées et la superficie du périmètre sollicité ainsi que les circonscriptions administratives intéressées ;	Idem	Idem
	La carte géographique à l'échelle 1/200.000e de la zone intéressée	Idem	Idem
	Une note technique sur la prospectivité de la zone concernée	Idem	
	La durée, le programme général et l'échelonnement des opérations	Idem	Idem
	Tous documents justifiant d'une activité antérieure de prospection et/ou de Recherche et de la capacité financière du requérant pour mener à bien les travaux envisagés	Idem	Idem (*)
		Les documents justificatifs de l'expérience satisfaisante de la Société Pétrolière désignée en qualité d'opérateur pour la réalisation des opérations de recherche	Idem (*)
	L'engagement de transmettre au Ministre chargé des Hydrocarbures les Données Pétrolières obtenues au cours de la durée de validité de l'Autorisation de Prospection	Idem	
	Une quittance attestant du versement à l'Etat des droits fixes	Idem	Idem
		Un plan du périmètre	Idem
		Une étude d'Impact sur l'environnement	Idem
		Un projet de contrat établi sur la base du contrat type annexé à l'ordonnance N° 001/PR/2010 comprenant notamment un Programme Annuel de Travaux pour la période initiale et pour la période de renouvellement ou de Recherche ou de l'Autorisation Exclusive de Recherche	

	Autorisation de prospection	Permis de recherche/autorisation exclusive de recherche	Permis d'exploitation/Autorisation exclusive de recherche
Critères financiers			Un rapport d'étude de faisabilité
			Les programmes visant à accorder la préférence aux entreprises du Tchad pour les contrats de fourniture et de sous-traitance
			Un programme visant à intégrer les personnels tchadiens dans la conduite des Opérations Pétrolières
			Les programmes de formation de personnel de nationalité tchadienne
			Données techniques (Coûts d'exploitation, plan d'utilisation du gaz naturel associé ; travaux d'abandon, projections financières)
		Une garantie bancaire qui est mise à l'encaissement en cas de non-exécution du Programme de Travail Minimum prévu pour la période concernée, selon des modalités précisées par ladite garantie.	
Vérification		Le Ministre en charge des hydrocarbures provoque toutes enquêtes utiles en vue de recueillir tous renseignements sur les garanties morales, techniques et financières offertes par le requérant.	

(*) pour les demandes tendant à l'attribution d'un Permis d'Exploitation ou d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation sur un périmètre non couvert par un Permis de Recherche ou une Autorisation Exclusive de Recherche

➤ Procédures d'octroi des contrats pétroliers

(i) Procédure par appel d'offres

Dans la pratique, lorsqu'un appel d'offres est lancé, les étapes suivantes sont généralement suivies :

- **Publication de l'avis** : L'appel d'offres est diffusé sur le site du MPME et dans des journaux spécialisés du secteur pétrolier, invitant les sociétés à manifester leur intérêt pour les blocs proposés.

- **Réunion d'information** : Les entreprises intéressées participent à une présentation générale des données techniques disponibles, des principales dispositions contractuelles, ainsi que des modalités de participation. Les documents peuvent être demandés par courrier adressé au secrétariat général du MPME.
- **Data Room** : Les sociétés sélectionnées sont invitées à consulter les données techniques détaillées et les cahiers des charges lors de sessions dédiées organisées par le MPME.
- **Réunions de clarification** : Des réunions peuvent être tenues, à la demande des entreprises, pour clarifier certains éléments contractuels ou réglementaires. Les sociétés peuvent également proposer des amendements aux projets de contrat.
- **Dépôt et ouverture des offres** : À la date fixée, les offres sont ouvertes publiquement au siège du MPME, en présence du service des marchés publics. Les résultats sont ensuite publiés et notifiés.
- **Signature du contrat** : Les contrats sont signés avec les soumissionnaires retenus.

(ii) Procédure de gré à gré

Selon la DGTP, la majorité des contrats sont attribués de gré à gré, compte tenu du faible niveau de concurrence sur les blocs disponibles. Cette procédure se déroule comme suit :

1. Consultation de la carte des blocs disponibles :
 - Le MPME publie une carte des blocs pétroliers disponibles (avec coordonnées et superficies), consultable gratuitement en ligne ou sur place.
2. **Lettre d'intention** :
 - Une entreprise intéressée adresse une lettre d'intention au MPME (aucun modèle officiel requis).
 - La demande doit être accompagnée des documents suivants :
 - Coordonnées du bloc et superficie concernée,
 - Programme de travail prévu,
 - Étude d'impact environnemental,
 - Garantie bancaire (activable si le programme n'est pas mis en œuvre),
 - Justificatif de paiement des droits fixes.
3. Discussions préliminaires :
 - Des négociations techniques et fiscales sont engagées avec une équipe pluridisciplinaire conduite par le Directeur Général du pétrole, pour convenir des paramètres contractuels.
4. **Signature d'un protocole d'accord** :
 - Si un consensus est trouvé, un protocole d'accord est signé. Il contient les termes techniques et fiscaux arrêtés entre les deux parties.

5. Soumission des documents justificatifs :

La société doit ensuite fournir :

- Statuts et acte constitutif mis à jour,
- Capacité technique : expérience en exploration/production, projets réalisés, volumes produits, travaux effectués,
- Capacité financière : capital social, états financiers certifiés (3 ans), libération du capital, identité des commissaires aux comptes.

6. Évaluation par le MPME :

Selon les précisions du Directeur Général du Pétrole, cette étape repose sur deux volets :

- Capacité technique :
 - Présentation des réalisations du demandeur (projets antérieurs, volumes produits, forages, travaux sismiques, etc.).
 - Vérifications par la DGTP à partir de sources ouvertes et évaluation du programme de travail soumis.
- Capacité financière :
 - Garantie bancaire exigée.
 - Preuve de paiement des droits fixes.
 - Analyse des états financiers certifiés sur les trois derniers exercices (capital libéré, investissements annuels, chiffre d'affaires) par la Direction des Études Économiques et Fiscales.

7. Transmission à la Commission de Négociation :

- Le dossier (incluant le protocole d'accord et la proposition de bonus de signature) est transmis à la Commission Nationale de Négociation des Contrats Pétroliers (CNNCP), instituée par décret n°795 du 28 août 2006.
- La CNNCP (composée de représentants du MPME, ministère des Finances, SHT, Primature et Présidence) mène les négociations et établit un procès-verbal transmis au Président de la République.

8. Validation et finalisation :

- Après validation présidentielle, le contrat est signé par le Ministre du Pétrole.
- Le contrat est ensuite transmis pour **approbation par l'Assemblée nationale**. En cas d'indisponibilité, l'approbation peut se faire par ordonnance présidentielle.
- Le processus se clôt par la publication de l'arrêté d'octroi au Journal Officiel.

2.2.1.4. Procédures de transfert

La législation tchadienne sur les hydrocarbures (article 21 du Code pétrolier) autorise la cession totale ou partielle des droits pétroliers, ainsi que les changements de contrôle au sein des sociétés contractantes, sous certaines conditions strictes visant à préserver la continuité des engagements contractuels et à garantir la capacité technique et financière des nouveaux titulaires.

a) Conditions de cession ou de transfert

Selon l'article 21 de la loi sur les hydrocarbures :

- **Autorisation préalable** : Toute cession ou transfert d'intérêts découlant d'un contrat pétrolier est soumis à l'autorisation expresse et préalable du Ministre chargé des Hydrocarbures.
- **Capacité du cessionnaire** : Le ou les cessionnaires doivent justifier de capacités techniques et financières suffisantes pour exécuter les opérations pétrolières.
- **Garantie du cédant** : En cas de transfert à une société affiliée, le cédant reste garant de la bonne exécution des obligations contractuelles par le cessionnaire.
- **Droit de préemption de l'État** : L'État dispose d'un droit absolu de préemption sur toute opération de cession ou de transfert.
- **Pouvoir discrétionnaire de l'État** : En cas de cession à un tiers non affilié, l'État peut refuser l'opération sans avoir à en justifier les motifs.
- **Taxation des plus-values** : Une taxe non déductible égale à 1 % du montant de la transaction est due par le cédant à l'État en cas de plus-value réalisée lors de la cession.

b) Délai d'instruction

Le Ministre chargé des Hydrocarbures dispose d'un délai de 90 jours à compter de la réception complète du dossier pour approuver ou refuser la cession. Passé ce délai sans réponse, l'autorisation est réputée accordée tacitement.

c) Contenu du dossier de demande d'autorisation

La demande d'approbation doit être dûment constituée et comporter les éléments suivants :

- Une description détaillée du projet de cession, incluant les entités concernées et les parts transférées ;
- Des justificatifs démontrant la capacité technique et financière du ou des cessionnaires ;
- Une copie des accords de cession signés entre les parties ;
- Un engagement écrit, formel et inconditionnel du cessionnaire à reprendre l'ensemble des obligations du contrat pétrolier ;
- Un projet d'avenant au contrat reflétant la modification de la titularité ;
- La preuve de paiement des droits fixes dus au titre de la cession ;
- Une demande formelle de transfert du titre au nom du nouveau titulaire ;
- Et tout autre document que le Ministère peut juger nécessaire.

d) Processus d'approbation

1. Examen administratif : Le dossier est instruit par les services techniques compétents du Ministère.
2. Approbation ministérielle : En cas de conformité, l'autorisation est formalisée par arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures.
3. Entrée en vigueur : La cession prend effet à compter de la signature de l'arrêté et du paiement de la taxe sur la plus-value.

2.2.1.5. Octrois et transferts en 2023

Sur la base des informations disponibles dans le [mini cadastre](#) pétrolier publié, aucun nouveau contrat **pétrolier n'a été octroyé en 2023**. L'exercice a toutefois été marqué par des extensions de permis existants ainsi que par des évolutions de participations annoncées par les autorités, qui ne sont pas encore intégralement reflétées dans le cadastre officiel.

Extensions de permis de recherche

Conformément à l'Arrêté n°003 de 2023, des Autorisation Exclusives de Recherches (AER) détenus par le Consortium CNPCIC-Cliveden ont fait l'objet d'une extension de durée, notamment pour les permis suivants :

- Doseo et Salamat ;
- Lac Tchad ;
- Madiago ;
- Chari Ouest ;
- Bongor Ouest.

Ces décisions portent sur la prorogation de droits existants et ne constituent pas de nouveaux octrois.

Évolutions de participations non reflétées dans le cadastre publié

En 2023, des changements significatifs de contrôle et de participation ont été annoncés dans le secteur des hydrocarbures, notamment :

- la **reprise par l'État des actifs précédemment opérés par ExxonMobil (TPC)** ;
- l'**acquisition par la SHT d'intérêts détenus par PETRONAS** dans les actifs opérés par TPC.

Toutefois, ces évolutions ne sont pas encore retracées dans le cadastre pétrolier publié à la date de finalisation du présent rapport.

2.2.1.6. Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

D'après les informations disponibles dans le cadastre pétrolier publié, aucun nouvel octroi de contrat **pétrolier n'a été enregistré en 2023**.

Toutefois, **en l'absence de lettre d'affirmation officielle** du Ministère en charge des Hydrocarbures confirmant l'exhaustivité et l'exactitude des informations du cadastre pour l'exercice 2023, **l'absence d'octroi ou de cession de droits pétroliers au cours de l'année ne peut être confirmée de manière formelle**.

En conséquence, les informations présentées dans le présent rapport reposent exclusivement sur les

données disponibles dans le cadastre pétrolier.

2.1.1.5. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique et institutionnel

Les consultations publiques dans le secteur extractif tchadien sont encadrées par un corpus juridique commun aux secteurs pétrolier et minier, comprenant notamment:

- La Loi n°014/PR/98 du 17 août 1998 sur les principes généraux de la protection de l'environnement ;
- Le Décret n°630/PR/PM/MERH/2010 du 4 août 2010 relatif à la réglementation des études d'impact environnemental ;
- L'Arrêté n°041/MERH/SG/CACETALDE/2013 du 9 juillet 2013 sur la réglementation des consultations publiques en matière d'EIES ;
- L'Arrêté n°039/PR/PM/MERH/SG/DGE/DEELCPN/2012 portant guide général de réalisation d'une EIE ;
- Et la Loi n°07-006 du 2 mai 2007 relative aux hydrocarbures.

(ii) Modalités des consultations publiques

L'Arrêté n°041/2013 encadre le déroulement des consultations publiques et précise les délais, étapes et responsabilités.

a) Déclenchement de la procédure

- Après examen du dossier environnemental, le Ministère de l'Environnement détermine la nécessité d'une consultation publique dans un délai de 15 jours.
- Si elle est requise, la consultation doit être organisée dans un délai maximal de 3 mois.
- La durée de la consultation est de :
 - 21 jours (avec commissaire-enquêteur), ou
 - 45 jours (avec commission d'enquête).

b) Information du public

- L'ouverture de la consultation est annoncée par affichage dans les communes concernées et éventuellement dans les médias, y compris en langues locales.
- L'annonce doit préciser : l'objet du projet, les lieux, les dates et les modalités de participation.

c) Déroulement

1. Phase préparatoire : mobilisation logistique et échanges préliminaires avec les parties prenantes.
2. Réunions publiques :
 - présentation du projet par le promoteur ;
 - expression des réserves, recommandations et attentes du public.
3. Rapport final: rédigé par le commissaire-enquêteur ou la commission d'enquête, synthétisant les avis recueillis et émettant des recommandations.

(iii) Divulcation des résultats

L'arrêté ne prévoit pas d'obligation formelle de publier les données quantitatives ou qualitatives issues des consultations (participation, observations, préoccupations). Néanmoins :

- les EIES et les notices d'impact doivent contenir la documentation des consultations ;
- ces documents doivent être consultables localement au niveau des préfectures, mairies ou lors des réunions publiques ;
- aucune plateforme numérique centralisée ne permet actuellement une diffusion systématique de ces informations.

(iv) Divulcation des données pour 2023

Dans le cadre de la collecte ITIE 2023 :

- les sociétés extractives et le Ministère de l'Environnement ont été invités à déclarer les consultations menées ;
- **aucune société n'a transmis de données ;**
- le Ministère n'a pas non plus communiqué d'informations sur les consultations associées aux projets examinés en 2023.

L'absence de divulgation limite la capacité à vérifier la conformité des projets aux obligations légales de consultation, d'évaluer la qualité des processus participatifs et de documenter la prise en compte des préoccupations communautaires dans les décisions environnementales.

2.2.2 Secteur minier

2.2.2.1. Cadre juridique

En 2022, l'octroi et le transfert des titres et autorisations miniers étaient régis par :

- [L'Ordonnance](#) n°004/PR/2018 du 21 février 2018 portant Code minier ;
- **Le Décret d'application n°2007/PR/MPME/2019**, fixant les modalités de mise en œuvre de ce Code.
- Le décret n°3039/PT/PM/MMG/2023 relatif à la Gestion des substances minérales et des exploitations artisanales de l'or et des autres substances minérales au Tchad et Conditions d'exercice de la Brigade Minière Spéciale.

2.2.2.2. Acteurs institutionnels impliqués

Les principales institutions intervenant dans le processus d'octroi et de transfert des titres miniers sont:

- Le ministère en charge des Mines : autorité de tutelle compétente pour la délivrance des titres et autorisations ;
- La Direction Générale des Titres Miniers (DGTM) : responsable de l'instruction des demandes;
- La Commission Nationale des Mines : statue sur les demandes d'octroi, de renouvellement et des transfert et évalue les offres dans le cadre des appels d'offres ;
- **Le ministère de l'Environnement** : chargé d'examiner les études d'impact environnemental et social (EIES).

2.2.2.3. *Principes généraux*

- **Exclusivité des périmètres** : un même périmètre ne peut être couvert simultanément par plusieurs titres miniers, sauf exception prévue pour les hydrocarbures.
- **Limitation de cumul** : une même entité ne peut détenir plus de deux permis de recherche, deux permis d'exploitation semi-industrielle et deux autorisations d'exploitation artisanale. Cette règle ne s'applique pas à l'État ou à ses mandataires.
- **Zones d'orpillage** : les titres miniers ne peuvent être octroyés dans les zones officiellement désignées comme couloirs d'orpillage, sauf en cas d'identification de gisements économiquement exploitables.
- **Transfert de droits** : tout transfert ou changement de contrôle des titres est soumis à l'approbation préalable du ministère en charge des Mines. À défaut, le transfert est réputé nul.

2.2.2.4. *Procédure d'octroi*

Deux régimes d'attribution sont prévus :

1. **Procédure de droit commun** ("Premier arrivé, premier servi") : applicable pour les périmètres non stratégiques.
2. **Procédure d'appel d'offres** : obligatoire pour les périmètres à fort potentiel ou déjà prospectés. Cette procédure peut être ouverte, restreinte, négociée ou sous forme de dialogue compétitif.

Les appels d'offres sont lancés par arrêté ministériel. Les dossiers reçus sont évalués par la Commission Nationale des Mines sur la base de critères définis, incluant :

- Le programme de travaux proposé et les engagements financiers associés ;
- Les capacités techniques et financières du soumissionnaire ;
- L'expérience avérée dans des projets comparables ;
- Les avantages socio-économiques proposés (transformation locale, infrastructures, retombées communautaires) ;
- La mobilisation de cabinets de conseil spécialisés certifiés, conformément à la Vision Minière Africaine.

Les résultats sont publiés au Journal Officiel ou dans la presse spécialisée. Tout rejet doit être motivé et peut faire l'objet d'un recours.

L'article 16 du Code Minier confirme que tout opérateur (personne physique ou morale) peut obtenir un titre sous réserve de démontrer ses capacités techniques et financières, dont les exigences varient selon le type de permis sollicité.

Critères d'octroi des titres miniers

Le tableau ci-dessous résume les principaux critères et procédures d'attribution pour chaque type de titre ou d'autorisation minière, conformément au Code minier de 2018 et à son décret d'application :

Type	Attribution
Autorisation de prospection	Documents requis : • Identification complète du requérant (personne physique ou morale) ; • Désignation des substances minérales concernées ; • Programme général des travaux envisagés pendant la période de validité. Documents d'évaluation technique : • Le programme général des travaux constitue le seul document permettant une première appréciation des capacités techniques du requérant. Toutefois, aucune évaluation détaillée des capacités techniques ou financières n'est exigée à ce stade. Procédure d'attribution : • Instruction cadastrale et technique par les services compétents de l'administration des mines ; • Délivrance par arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur de la Géologie.
Permis de recherche minière	Documents requis : • Justification complète de l'identité du requérant ; • Justification des capacités techniques et financières ; • Délimitation géographique précise du périmètre sollicité ; • Programme de travaux de recherche pour la période initiale de validité, avec budget détaillé ; • Engagement de soumettre une notice d'impact environnemental et social (EIES) dans un délai maximal de six mois après l'octroi du permis ; • Plan de recrutement du personnel national conformément à l'article 266 du Code Minier. Documents d'évaluation technique et financière : Conformément à l'article 7 du décret n°2087/PR/MPE/2019, les documents suivants sont requis pour apprécier la capacité du demandeur : • Références professionnelles des cadres ou de la société en charge de la conduite des travaux ; • Liste descriptive des travaux antérieurs (exploration, recherche) ; • États financiers certifiés des trois (3) derniers exercices ; • Déclarations bancaires récentes attestant de la capacité de financement ; • Statuts de la société et bilans comptables ; • Rapports d'activité des trois derniers exercices ; • Plan de localisation des travaux réalisés antérieurement ; • Informations techniques sur les types de gisement explorés, les réserves estimées, la méthode de calcul du tonnage ; • Résultats et interprétations des levés géochimiques et géophysiques ; • Pouvoirs de signature et documents juridiques autorisant la demande. Procédure d'attribution : • Instruction cadastrale, technique et environnementale par les services compétents ; • Avis conforme de la Commission Nationale des Mines ; • Attribution par arrêté du Ministre en charge des Mines.
Permis d'exploitation	Documents d'identification générale : • Justification complète du requérant ; • Coordonnées géographiques du périmètre sollicité ;

Type	Attribution
semi industrielle	• Substances de mines concernées ; • Copie du permis de recherche minière en cours de validité ; • Preuve du paiement des taxes et redevances minières dues au titre de la recherche ; • Preuve du paiement des droits fixes (article 312 du Code minier). Documents d'évaluation des capacités techniques et financières : • Justification des capacités techniques du requérant ; • Justification des capacités financières du requérant. <i>Remarque : le décret ne détaille pas le contenu de cette justification, mais l'exigence est explicitement mentionnée.</i> Documents techniques du projet : • Rapport détaillé des résultats de recherche (nature, qualité, volume, situation géographique des substances découvertes) ; • Étude de faisabilité du projet. Engagements réglementaires : • Engagement du demandeur à attribuer gratuitement à l'État une participation dans le capital de la société. Procédure : • Instruction par les services compétents de l'administration des mines ; • Avis conforme de la Commission nationale des Mines ; • Délivrance par arrêté du Ministre en charge des Mines.
Permis d'exploitation minière industrielle	Documents généraux : • Justification complète du requérant ; • Substances de mines concernées ; • Coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; • Copie du permis de recherche minière en cours de validité ; • Preuve du paiement des taxes et redevances minières dues. Documents techniques du projet : • Rapport détaillé des résultats de recherche (nature, qualité, volume et situation géographique des substances de mines découvertes) ; • Étude de faisabilité du projet. Documents d'évaluation des capacités techniques et financières : • Justificatifs des capacités techniques du requérant ; • Justificatifs des capacités financières du requérant. <i>Remarque : le décret ne détaille pas le contenu de cette justification, mais l'exigence est explicitement mentionnée.</i> Procédure : Délivrance par décret, pris en Conseil des Ministres, sur proposition du Ministre en charge des Mines, après avis conforme de la Commission Nationale des Mines.
Autorisation d'exploitation des rejets	Documents requis : La réglementation ne précise pas de manière détaillée les documents à fournir pour l'obtention de cette autorisation. Documents d'évaluation technique et financière : • Non précisés dans la réglementation actuelle. • L'autorisation est accordée en priorité aux nationaux tchadiens. Autorité compétente / Procédure : • Arrêté du Ministre en charge des Mines. • Modalités précises à définir par voie réglementaire.
Autorisation d'exploitation	Documents requis : • La réglementation ne précise pas de manière détaillée les documents à fournir pour l'obtention de cette autorisation.

Type	Attribution
de carrière artisanale	Documents d'évaluation technique et financière : - Non précisés dans la réglementation actuelle. Autorité compétente / Procédure : - Cette autorisation est octroyée par arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur en charge des Mines.
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière temporaire	Documents requis : - Justification complète du requérant ; - Justification des capacités techniques et financières du requérant ; - Déclaration des substances de carrières concernées ; - Coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; - Titre de propriété ou de jouissance des terrains nécessaires à l'exploitation ; - Étude de faisabilité du projet. Documents d'évaluation technique et financière : - La réglementation mentionne l'obligation de justifier les capacités techniques et financières, mais ne précise pas les documents à fournir (absence de critères détaillés dans le décret d'application). Autorité compétente / Procédure : - Arrêté du Ministre en charge des Mines, pris après instruction cadastrale, technique et environnementale par les services compétents ; - Avis conforme de la Commission Nationale des Mines requis.
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière permanente	Documents requis : - Justification complète du requérant ; - Justification des capacités techniques et financières du requérant ; - Indication des substances de carrières concernées ; - Étude de faisabilité du projet. Documents d'évaluation technique et financière : - La réglementation impose une justification des capacités techniques et financières, mais ne détaille pas les documents exigés à cet effet dans le décret d'application. Autorité compétente / Procédure : - Arrêté du Ministre en charge des Mines, pris après instruction cadastrale, technique et environnementale favorable ; - Nécessité d'un avis conforme de la Commission Nationale des Mines.
Autorisation d'exploitation artisanale	Documents requis : - Identification complète du requérant (personne physique de nationalité tchadienne) ; - Indication des substances de mines concernées ; - Engagement écrit du requérant : - À commercialiser sa production via les comptoirs agréés ; - À respecter la réglementation en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité. Documents d'évaluation technique et financière : Aucun document spécifique n'est exigé à ce titre par la réglementation, compte tenu du caractère artisanal de l'autorisation et de sa limitation aux personnes physiques tchadiennes. Autorité compétente / Procédure : - Arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur des Mines.

2.2.2.5. Procédures de transfert

Tout transfert d'un **titre ou d'une autorisation minière** est subordonné à une approbation préalable du Ministre en charge des Mines. À défaut, le transfert est réputé **nul et non opposable à l'État**.

Le transfert est de droit, sous réserve du respect cumulatif des conditions suivantes³² :

- Le titulaire est en règle vis-à-vis des obligations découlant :
 - du Code Minier ;
 - du titre ou de l'autorisation minière ;
 - de la convention minière, le cas échéant ;
 - et des autres dispositions légales nationales en vigueur.
- Le bénéficiaire du transfert dispose de capacités techniques et financières suffisantes pour assurer la poursuite des activités minières.
- Le bénéficiaire ne fait l'objet **d'aucun des cas d'inéligibilité** prévus à l'article 22 du Code Minier.
- Le paiement de toutes taxes, droits ou impôts applicables a été dûment effectué conformément aux dispositions du Code Minier.

Les autorisations de prospection et les **autorisations d'exploitation artisanale** ne sont pas transférables. Tous les autres titres et autorisations peuvent faire l'objet de transfert, dans les conditions prévues par le Code.

2.2.2.6. Octrois et transferts en 2023

Les informations disponibles dans le cadastre minier en ligne publié sur le site de l'ITIE Tchad indiquent qu'un total de 54 titres et autorisations minières (contre 71 en 2022) ont été attribués au cours de l'année. La répartition par type de titre ou autorisation se présente comme suit³³:

Titres miniers/Autorisations Minières	2022	2023
Permis d'Exploitation Industrielle.	8	1
Permis de Recherche	16	7
Autorisation de Prospection	5	5
Autorisation d'Exploitation des Rejets	3	5
Autorisation d'Exploitation des Carrière Artisanale	12	-
Autorisation d'Exploitation Industrielle de Carrière Temporaire	10	1
Autorisation l'Exploitation Industrielle de Carrière Permanente	3	-
Autorisation d'Exploitation Artisanale des Substances de Mines et Commercialisation des Produits Extra	14	35
Total	71	54

Le détail des octrois par société figure en annexe 3 du présent rapport.

S'agissant des transferts, la DGTM **n' pas confirmé l'existence de transferts ou de cession au cours de 2023.**

2.2.2.7. Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

Dans le cadre de l'amélioration de la gouvernance du secteur minier et de l'application effective du Code minier et de ses textes d'application, un Comité de revue des textes miniers et de contrôle des titres miniers et autorisations diverses a été mis en place par Arrêté n°002/PR/MPMG/SEMG/IG/2024 du 26 juin 2024.

³² Article 216 du nouveau Code Minier

³³ <https://www.itie-tchad.mbn.tn/menu/>

Ce Comité a conduit, entre juillet et novembre 2024, un audit administratif, technique, financier et fiscal portant notamment sur les procédures d'octroi, de renouvellement et de gestion des titres miniers et des autorisations, y compris au regard des dispositions introduites par le décret n°3039 du 17 octobre 2023.

a) Principaux constats relatifs à l'octroi et à la gestion des titres miniers

Les constats factuels issus du rapport définitif de l'audit peuvent être résumés comme suit :

- **Validité administrative des titres** : Sur 346 titres et autorisations recensés, 157 sont valides, 161 sont expirés et 28 ne sont pas retrouvés, ce qui limite la capacité à confirmer la conformité administrative de l'ensemble des actes en circulation.
- **Procédures d'octroi et de renouvellement** : L'audit a relevé des cas d'octroi ou de renouvellement de titres sans respect complet des procédures prévues, notamment :
 - délivrance de permis d'exploitation sans permis de recherche préalable ;
 - octroi d'autorisations après l'entrée en vigueur du décret n°3039 sans application systématique des nouvelles procédures impliquant la SONEMIC.
- **Autorisations artisanales et semi-industrielles** : Une proportion importante d'autorisations (AEA, AEASM, AESI) est expirée ou incomplète, avec des situations d'exploitation observées sur des titres non valides.
- **Base juridique de certains actes** : Certains types d'autorisations, notamment les autorisations **d'exploitation semi-industrielle (AESI)**, ne disposent pas d'une base juridique explicitement prévue par le Code minier en vigueur, ce qui soulève des enjeux de requalification administrative.
- **Participation gratuite de l'État** : Bien que la réglementation prévoie une participation gratuite **de 12,5 % de l'État** pour certains permis d'exploitation, l'audit n'a pas identifié de transfert effectif documenté des participations à l'Etat à ce titre.

b) Synthèse des constats par nature de titre minier

Type d'acte	Situation administrative	Constats fiscaux / financiers	Autres constats majeurs
Permis de recherche (PR)	108 actes : 46 valides, 53 expirés, 9 non retrouvés	Paiements majoritairement limités à la 1ère année ; 6 actes sans aucune quittance ; redevance superficière non renouvelée ; frais de formation non versés	39 PR expirés partiellement acquittés ; régularisation prévue lors du contrôle
Permis d'exploitation semi-industrielle (PESI)	14 actes, tous valides	Montants payés non conformes à la loi de finances ; absence de quittances ; redevance superficière et frais de formation non renouvelés	Aucune société n'a transféré les 12,5 % de parts gratuites de l'État ; vice de procédure (absence de permis de recherche préalable pour certains permis)
Permis d'exploitation industrielle (PEI)	17 actes : 14 valides, 3 non retrouvés	Droits fixes largement sous-payés (≈2 M au lieu de 10 M) ; redevance superficière et frais institutionnels non intégralement versés	Aucun transfert effectif des 12,5 % de parts gratuites de l'État

Type d'acte	Situation administrative	Constats fiscaux / financiers	Autres constats majeurs
Autorisation de prospection	31 actes : 6 valides, 23 expirés, 2 non retrouvés	—	Forte proportion d'actes expirés
Autorisation d'exploitation artisanale traditionnelle (AEA)	25 actes : 3 valides, 21 expirés, 1 non retrouvé	Paiements ad valorem à déterminer lors du contrôle	4 actes octroyés après le décret 3039 en contradiction avec la procédure prévue par le décret
Autorisation d'exploitation artisanale semi-mécanisée (AEASM)	80 actes : 53 valides, 25 expirés, 2 non retrouvés	Absence de quittances pour certains actes valides et expirés	39 autorisations délivrées par le Ministre après le décret 3039 non conformes à la procédure
Autorisation d'exploitation des rejets (AER)	20 actes : 18 valides, 2 expirés	Paiements ad valorem à vérifier lors du contrôle	13 autorisations délivrées hors nouvelle procédure après le décret 3039
Autorisation d'exploitation semi-industrielle (AESI)	51 actes : 3 valides, 37 expirés, 11 dossiers incomplets	—	Acte sans base juridique dans le Code minier ; recommandé de requalifier ou retirer
Carrières artisanales – 2023	44 actes pour 194 carrières : 18 valides, 26 expirés, 133 carrières fermées	Quasi-absence de quittances (droits fixes, redevance, taxe d'extraction)	Régularisation exigée lors du contrôle physique
Carrières artisanales – 2024	14 actes pour 37 carrières, toutes valides	Absence généralisée de quittances	Régularisation exigée sous peine de sanction
Carrières industrielles permanentes	32 autorisations délivrées ; 7 expirées	Absence de quittances (droits fixes, redevance, taxe d'extraction)	Aucun paiement documenté des 12,5 % de parts gratuites de l'État

2.2.2.8. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique et institutionnel

Les obligations relatives aux consultations publiques dans le secteur minier s'appuient sur le dispositif national de gestion environnementale, constitué principalement de :

- Loi n°014/PR/98 portant principes fondamentaux de protection de l'environnement ;
- Décret n°630/PR/PM/MERH/2010 réglementant les études d'impact environnemental et social (EIES) ;
- Arrêté n°041/MERH/SG/CACETALDE/2013 relatif aux modalités des consultations publiques ;
- Arrêté n°039/PR/PM/MERH/SG/DGE/DEELCPN/2012 portant guide de réalisation des EIES.

Sur le plan institutionnel, la gestion des consultations publiques et des EIES relève du Ministère de l'Environnement, à travers la Direction des Évaluations Environnementales et de la Lutte contre les Pollutions et les Nuisances (DEELCPN).

(ii) Modalités applicables au secteur minier

Conformément aux articles 89, 112, 146 et 155 du Code minier de 2018, les projets miniers, en particulier ceux nécessitant des permis d'exploitation, doivent être accompagnés :

- d'une **étude d'impact environnemental et social (EIES)** complète,
- d'un plan de gestion environnementale et sociale, intégrant :
 - un plan de consultation et de communication avec les communautés,
 - un plan de réinstallation, le cas échéant,
 - un plan de gestion des risques, de sécurité et de réhabilitation des sites.

Procédure de consultation publique

Les consultations sont régies par les articles 27-31 du Décret n°630/2010 :

- le Ministre de l'Environnement rend l'EIES accessible au public dans un délai de 3 mois après dépôt ;
- la publicité est assurée via affichage pendant 45 jours dans les collectivités concernées;
- la consultation reste ouverte pour 45 jours maximum ;
- toute personne peut demander l'accès intégral du dossier dans les 30 jours suivant l'ouverture.

Exigences du Code minier 2018

Les articles 89, 112, 146 et 155 confirment ces obligations pour tout permis d'exploitation, et imposent :

- une EIES détaillée avant tout travail ;
- un PGES intégrant un plan de consultation publique ;
- une déclaration préalable aux communautés pour toute ouverture ou fermeture de travaux (Art. 293) ;

(i) Divulcation des données

Dans le cadre de la collecte d'informations ITIE, le Ministère de l'Environnement a été sollicité pour fournir les données sur les consultations communautaires tenues en 2023.

Aucune information n'a été communiquée, ne permettant pas d'évaluer :

- le nombre de consultations réalisées ;
- les projets concernés ;
- la conformité des procédures aux délais et exigences réglementaires ;
- la qualité de la participation communautaire.

De plus, bien que les EIES comprennent une section dédiée aux consultations publiques, les rapports ne sont pas publiés ni disponibles dans une base numérique centralisée, ce qui limite l'accès public à l'information et la transparence des décisions environnementales.

2.3 Registre des licences

2.3.1 Secteur des hydrocarbures

2.3.1.1. Titres pétroliers

Le Code Pétrolier en vigueur conditionne l'exercice des activités de Recherches, d'Exploitation et de Transport par canalisation des Hydrocarbures par l'obtention d'une Autorisation ou d'un Permis délivré par le Ministre chargé des Hydrocarbures, soit dans le cadre du régime de Concession, soit dans le cadre du régime du Contrat de partage de production.

A cet égard, la législation distingue trois types d'autorisations en matière d'hydrocarbures

Tableau 22 Types de licences pétrolières

Type d'autorisation	Définition	Durée de validité	Acte d'octroi
L'autorisation de prospection	Confère à son titulaire le droit non exclusif d'exécuter des travaux de Prospection dans un ou plusieurs Périmètre(s) définis.	2 ans au plus, renouvelable une seule fois pour la même durée.	Arrêté du Ministre chargé des Hydrocarbures
Permis de recherche/Autorisation Exclusive de recherche	Confère à son titulaire le droit exclusif d'exécuter, dans le périmètre de la zone définie, les travaux de Prospection et de Recherches d'Hydrocarbures.	5 ans au plus renouvelable une seule fois pour une durée de trois ans au plus.	Décret
Permis d'exploitation/Autorisation Exclusive d'Exploitation	Ce permis est demandé par le titulaire d'un permis de recherche ayant découvert un gisement commercialement exploitable, sur tout ou une partie du périmètre couvert par le permis.	25 ans pour les Hydrocarbures liquides et 30 ans pour les Hydrocarbures gazeux renouvelable pour une durée de 10 ans	Décret pris en Conseil des Ministres

2.3.1.2. Cadastre pétrolier

Conformément à l'article 3 du Décret n° 10-796 du 30 septembre 2010, le Ministre chargé des Hydrocarbures est tenu de tenir un registre spécial pour chaque autorisation, permis ou contrat pétrolier. Ce registre doit inclure :

- Les données relatives à la demande, l'octroi, le renouvellement, la renonciation et le retrait ;
- Les mutations (transferts), mises en demeure et résiliations ;
- Les contrats pétroliers signés, leurs avenants et tout document connexe.

En pratique, cette fonction est assurée par la Direction Générale des Hydrocarbures (DGTP), en l'absence d'un département dédié au cadastre pétrolier.

Depuis novembre 2019, le gouvernement publie un mini-cadastre pétrolier électronique, mis à disposition du public sur :

- Le [site](#) de l'ITIE Tchad,
- Le [site](#) de l'Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP).

Ce cadastre contient les informations suivantes :

- Nom du titulaire du droit pétrolier,

- Désignation du champ concerné,
- Dates de début et de fin de validité,
- Superficie et coordonnées géographiques,
- Parties contractantes,
- Liens vers les contrats et les actes d'octroi (décrets, arrêtés).

Limites observées : Toutefois, trois limites importantes doivent être signalées :

- Le mini-cadastre **n'est pas publié directement** par la DGTP, mais via des plateformes de l'ITIE et de l'OTFIP, ce qui pose la question de la mise à jour officielle des données ;
- La date de dernière mise à jour du cadastre **n'est pas indiquée**, ce qui limite la fiabilité de l'information pour le suivi en temps réel.
- la date de demande du permis n'est pas systématiquement renseignée pour l'ensemble des titres enregistrés, L'analyse du cadastre pétrolier a mis en évidence 17 permis & autorisations et concessions pour lesquels la date de la demande n'est pas renseignée.

Le cadastre pétrolier est présenté à **l'annexe 5** du présent rapport, tandis que l'annexe 1 fournit la liste des contrats pétroliers du secteur extractif, classés par opérateur et selon les pourcentages de participation.

2.3.2 Secteur minier

2.3.2.1. Titres miniers et autorisations

Le régime d'octroi des titres miniers au Tchad a évolué entre l'ancien Code Minier de 1995 et le nouveau Code Minier adopté en 2018 par l'Ordonnance n° 004/PR/2018. Chaque régime prévoit différents types de titres et autorisations selon la nature de l'activité et le stade du projet.

(i) Titres prévus par le Code Minier de 1995

Tableau 23 Types de titres et autorisation sous le Code miner (1995)

Type	Droits conférés	Durée de validité	Acte d'octroi
Autorisation de prospection	Droit non exclusif de prospection sur l'ensemble du territoire (hors zones interdites)	1 an, renouvelable autant de fois que nécessaire.	Décision du Directeur des Mines
Permis de recherche	Droit exclusif de recherche de toutes substances minières dans un périmètre défini	5 ans renouvelable deux fois	Arrêté du Ministre chargé des Mines, sur proposition du Directeur des Mines
Permis d'exploitation	Droit exclusif d'exploitation dans le périmètre défini	25 ans renouvelable	Idem
Autorisation d'orpaillage ou d'exploitation d'une petite mine	Droit exclusif d'orpaillage ou d'exploitation d'une petite mine dans un périmètre défini	2 ans renouvelable par tacite reconduction	Décision du Directeur des Mines

(ii) Titres et autorisations prévus par le Code Minier de 2018

Le [Code](#) de 2018 introduit une classification plus détaillée des autorisations et titres miniers, répartis entre prospection, recherche et exploitation (artisanale, semi-industrielle et industrielle).

Tableau 24 Types des autorisations minières sous le Code minier (2018)

Type	Prospection	Exploitation de carrière artisanale	Exploitation industrielle de carrière temporaire	Exploitation industrielle de carrière permanente	Exploitation des rejets	Exploitation artisanale des substances de mines
Objectif	Reconnaissance	Exploitation des substances de carrières	Exploitation et libre disposition des substances de carrières	Exploitation et libre disposition des substances de carrières	Exploitation et libre disposition des substances de mines	Exploitation des substances de mines
Droit	Droit non exclusif sur tout le territoire sauf zones déjà titrées	Droit non exclusif dans un périmètre défini	Droit exclusif sur un périmètre défini	Droit exclusif et libre disposition.	Droit exclusif d'exploitation des gisements artificiels	Droit non exclusif dans la limite de 10 mètres de profondeur définis par voie réglementaire.
Surface	Toute l'étendue du territoire national sauf des périmètres avec un droit minier exclusif	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Permis d'exploitation minière semi-industrielle et industrielle	Ne peut être octroyée que dans les zones d'exploitation artisanale
Période de validité	1 an renouvelable par périodes d'un an autant de fois que requis	1 an renouvelable par périodes d'un an autant de fois que requis	1 an renouvelable par périodes d'un an autant de fois que requis	5 ans renouvelables par périodes de 5 ans jusqu'à épuisement du gisement	3 ans renouvelable	1 an renouvelable pour la même durée
Délivrée par	Arrêté du ministre des Mines, sur proposition du directeur de la Géologie	Arrêté du ministre des Mines, sur proposition du directeur des Mines	Arrêté du ministre des Mines sur avis de la Commission nationale des mines	Arrêté du ministre des Mines sur avis de la Commission nationale des mines	Arrêté du ministre des Mines, accordée en priorité aux nationaux tchadiens	Arrêté du ministre des Mines, sur proposition du directeur des Mines

Type	Prospection	Exploitation de carrière artisanale	Exploitation industrielle de carrière temporaire	Exploitation industrielle de carrière permanente	Exploitation des rejets	Exploitation artisanale des substances de mines
Autres	N'accorde aucune priorité pour l'obtention d'autres permis				Ce droit peut être cédé à un tiers ou octroyé sur un gisement artificiel ne faisant pas l'objet d'un titre minier	Réservée aux personnes physiques tchadiennes ou coopératives nationales

Tableau 25 Types des titres miniers sous le Code miner (2018)

Type	Recherche minière	Exploitation minière industrielle	Exploitation minière Semi-industrielle
Objectif	Exploration des substances de mines	Prospection, recherche, exploitation et libre disposition des substances de mines	Prospection, recherche, exploitation et libre disposition des substances de mines
Droit	Droit exclusif en surface et en profondeur	Droit exclusif sur tout le périmètre défini	Droit exclusif de prospection, recherche, exploitation et libre disposition
Dimension	25 à 150 km ² (max 400 km ² pour certaines catégories)	Selon convention	Jusqu'à 5 km ² pour les métaux précieux
Période de validité	4 ans, renouvelables deux fois	20 ans, renouvelables (15 ans max par période)	10 ans, renouvelables par périodes de 5 ans
Délivrée par	Arrêté du ministre des Mines, sur avis de la Commission nationale des mines	Décret pris en Conseil des ministres sur proposition du ministre des Mines, sur avis de la Commission nationale des mines	Arrêté du ministre des Mines, sur avis de la Commission nationale des mines
Autres	Réduction de la superficie à chaque renouvellement	Accordé au titulaire d'un permis de recherche ayant fait preuve de l'existence d'un gisement sur son périmètre.	Accordé au titulaire d'un permis de recherche faisant preuve de l'existence d'un gisement sur son périmètre.

2.3.2.2. Cadastre minier

a) Cadre légal et efforts de modernisation

Le Code minier de 2018 impose la mise en place d'un registre public des titres et autorisations minières, incluant des informations détaillées telles que :

- le nom du titulaire ;
- les coordonnées géographiques du périmètre ;
- la nature du droit accordé ;
- la durée de validité ;
- la référence légale ou réglementaire de l'acte d'octroi.

Dans le cadre de la modernisation de la gestion du cadastre minier, un système informatisé basé sur le logiciel EMC+ a été lancé en 2020. Ce nouveau système a été officiellement inauguré le 1er mars 2023, constituant une avancée majeure en matière de transparence et de gouvernance du secteur extractif.

À la date du présent rapport, le portail public en ligne permettant la consultation de ce système est encore en cours de déploiement.

b) Registre électronique provisoire

En attendant la mise en ligne du portail officiel, un registre électronique provisoire est mis à disposition sur le site de l'ITIE-Tchad. Ce registre, dont une copie figure en annexe 6, comprend notamment :

- le type de titre ou d'autorisation ;
- le nom du titulaire ;
- la substance exploitée ou recherchée ;
- la date d'octroi et la durée de validité ;
- la référence de l'acte d'octroi (arrêté ou décret) ;
- la date de la demande (lorsqu'elle est renseignée) ;
- des liens vers les actes juridiques d'octroi (incluant parfois les coordonnées géographiques).

c) Statistiques du cadastre

Le tableau ci-dessous présente la répartition des titres et autorisations enregistrés à ce jour :

Nature des titres et autorisations	Nombre
Autorisation d'Exploitation Artisanale des Substances de Mines et Commercialisation des Produits Extra	119
Permis de Recherche	71
Autorisation de Prospection	20
Permis d'Exploitation Industrielle...	18
Autorisation d'Exploitation des Rejets	15
Autorisation d'Exploitation des Carrière Artisanale	12
Autorisation d'Exploitation Industrielle de Carrière Temporaire	12
Autorisation l'Exploitation Industrielle de Carrière Permanente	10

Nature des titres et autorisations	Nombre
Permis d'Exploitation semi-Industrielle...	3
Total	280

Le détail se présente au niveau de l'annexe 6 du présent rapport.

d) Limites observées

Malgré les progrès réalisés, plusieurs lacunes demeurent dans la qualité et la complétude des données disponibles :

- La date de dépôt de la demande n'est pas systématiquement renseignée.
- Certaines informations essentielles (date d'octroi, date d'expiration, lien vers les textes d'octroi, coordonnées géographiques) sont partiellement ou non renseignées.
- Des incohérences sont observées entre la nature du titre affichée dans le registre et celle indiquée dans les **actes d'octroi** correspondants.

Exemple d'incohérences :

Certaines autorisations apparaissent dans le registre comme des PEI (Permis d'exploitation industrielle), alors que les actes d'octroi indiquent qu'il s'agit de permis de recherche ou d'autres types de titres. Ces incohérences peuvent affecter la fiabilité des informations du cadastre et nécessitent une révision systématique du classement et du codage des titres.

Nature sur le registre	Date	Société	Substance	Référence de l'acte d'octroi
PR	24/06/2019	SOGEM S.A	Pierres précieuses	ARRETE n°099 portant octroi d'un permis de recherche à SOGEM
PR	19/04/2024	HASSASSI	Or	ARRETE n°050 de 2024
PR	10/10/2022	TARSO MINING	Or	ARRETE n°102 portant octroi d'un permis de recherche
AEI carrière perm.	03/06/2022	CIMAF	Calcaire	ARRETE n°070 portant renouvellement
AEI carrière perm.	10/03/2020	CHAD CONSTRUCTION & MATERIALS	Calcaire	ARRETE n°057 de 2020
PR	20/09/2023	CAM INVESTMENT GROUP	Graphite	ARRETE n°134 portant octroi d'un permis de recherche

2.4 Contrats et licences

2.4.1 Secteur des hydrocarbures

2.4.1.1. Cadre légal en matière de divulgation des contrats et des licences

Publication des licences

Les textes juridiques relatifs à l'octroi des autorisations et permis pétroliers – notamment les décrets, arrêtés et ordonnances – sont systématiquement publiés dans le *Journal Officiel de la République du Tchad*. Cette obligation garantit un accès public formel aux décisions administratives relatives aux titres pétroliers.

Publication des contrats

La législation tchadienne en matière d'hydrocarbures ne prévoit pas explicitement l'obligation de publier les contrats pétroliers. Toutefois, l'article 9 de la loi n°006/PR/2007 impose que tout contrat pétrolier soit soumis à l'approbation de l'Assemblée nationale ou, en cas d'indisponibilité de cette dernière, à une ordonnance du Président de la République.

Une fois cette validation législative acquise, le contrat pétrolier est publié dans le *Journal Officiel*, conformément à la pratique administrative en vigueur, au même titre que les actes d'octroi des titres.

2.4.1.2. Pratique de la transparence des contrats

En pratique, le Tchad a mis en place un mini cadastre pétrolier, disponible en ligne sur le site de l'ITIE-Tchad, qui permet un accès public aux principaux documents contractuels. Ce portail regroupe³⁴³⁵ :

- les contrats pétroliers signés et approuvés,
- leurs avenants éventuels,
- les actes d'octroi (arrêtés et décrets),
- ainsi que certaines informations techniques sur les blocs (date de signature, parties contractantes, coordonnées géographiques, durée de validité, etc.).

2.4.2 Secteur minier

2.4.2.1. Cadre légal en matière divulgation des contrats et des licences

Publication des licences

L'article 298 du Code Minier de 2018 impose la publication de tous les titres miniers et autorisations, soit dans le *Journal Officiel de la République du Tchad*, soit sur un site gouvernemental. Cette obligation vise à renforcer la transparence administrative dans l'octroi des droits miniers.

Publication des contrats

Selon l'article 126 du même Code, une convention minière est requise uniquement pour les permis **d'exploitation minière industrielle**.

L'ancien Code Minier de 1995 prévoyait la signature de conventions minières dans deux cas :

- pour les permis de recherche accordés à des sociétés étrangères ou non contrôlées par des ressortissants tchadiens,
- ou pour les **permis d'exploitation** accordés sans permis de recherche préalable, à condition qu'un gisement exploitable soit déjà identifié.

Les conventions minières signées sous le Code de 1995 restent valides pour toute la durée des permis concernés (PR et PEI), y compris en cas de renouvellement.

L'article 298 du Code de 2018 précise en outre que toute clause de confidentialité empêchant la publication d'une convention est réputée nulle. Toutefois, il n'est pas clair si cette disposition s'applique rétroactivement aux conventions conclues avant l'entrée en vigueur du Code.

³⁴ <http://www.itie-tchad.mbn.tn/menu/>

³⁵ <https://observatoire.td/mini-cadastre-petrolier.php>

Enfin, les conventions minières doivent être ratifiées par l'Assemblée nationale et publiées au Journal Officiel.

2.4.2.2. Pratique de la transparence des contrats

a) Titres miniers et autorisations

Les arrêtés d'attribution sont disponibles sur le [site](#) de l'ITIE-Tchad. Toutefois, cette publication est partielle et irrégulière. Ils sont aussi accessibles via le [site](#) du *Journal Officiel* moyennant des frais (2 000 FCFA).

b) Conventions minières publiées

À la date du présent rapport, le site de l'OTFIP fait état de 17 conventions minières³⁶ couvrant principalement des projets liés à l'or et aux granulats. Le tableau ci-dessous présente la liste des conventions :

Convention	Type	Date de signature	Substance
La Société Tchadienne d'Exploitation des Carrières (SOTEC)	Convention exclusive d'exploitation de granulat	01/03/2010	Carrière
La Société Nationale d'Entretien Routier-CONCASSAGE (la SNER)	Convention exclusive d'exploitation de granulat	10/08/2011	Carrière
La Société de Concassage de Hadjer Lamis (SCHL)	Convention exclusive d'exploitation de granulat	14/09/2015	Carrière
La Société "LA ROTATIVE GRANULATS S.A."	Convention exclusive d'exploitation des carrières	14/12/2011	Carrière
La Société Prestige Industrie et Construction Co Ltd	Convention exclusive d'exploitation du granit	10/08/2016	Granite
La Société TEKTON MINERALS Pte. Ltd	Convention minière		Or
La Société MIREDEX	Convention minière		Or
La Société CAISI Tchad SA	Convention minière	20/11/2014	Or
La Société Scientific Mineral Exploration	Convention minière	19/09/2014	Or
La Société TRANSCOM	Convention minière	15/01/2016	Or
La Société Tchadochinoise d'exploitation minière	Convention minière	30/10/2016	Or
La Société MANAJEM COMPANY LTD SARL	Convention minière	10/11/2016	Or
La Société SOGEM S.A	Convention minière	05/12/2016	Or
La Société Minière face à face	Convention minière	21/08/2015	Or
La Société Mining and Business Corporation Chad (MBCC SARL)	Convention minière	14/01/2016	Or
Le groupement de sociétés Motale et SOGEM Ressources	Convention minière	11/02/2016	Or
La Société GR strategic SARL	Convention minière	05/12/2016	Or

³⁶ <https://www.observatoire.td/miningconvention>

Toutefois, les textes intégraux de ces conventions ne sont pas disponibles à la consultation publique sur le site de l'OTFiP ni via d'autres canaux officiels accessibles au public à la date de finalisation du présent rapport.

c) État des divulgations selon le cadre légal

- Permis délivrés sous le Code de 1995 : Il n'a pas été possible de vérifier l'exhaustivité des divulgations pour ces permis, en raison du manque d'informations sur la propriété des titulaires encore actifs.
- Permis délivrés sous le Code de 2018 : D'après le cadastre minier communiqué, aucun permis d'exploitation minière industrielle (PEI) actif n'a été attribué sur la base d'un permis de recherche délivré après l'entrée en vigueur du Code minier de 2018. En effet, même si plusieurs PEI ont été octroyés après 2018, ils restent juridiquement régis par les dispositions de l'ancien Code minier de 1995, car les permis de recherche (PR) dont ils sont issus avaient été délivrés avant l'entrée en vigueur du nouveau code. Par conséquent, aucune convention minière conclue selon les dispositions du Code de 2018 **n'a pu être identifiée comme étant en vigueur à la date du présent rapport.**

d) Correspondance entre permis valides et conventions minières publiées

Les permis d'exploitation minière industrielle (PEI) et les permis de recherche (PR) actuellement identifiés comme valides dans le cadastre minier semblent, pour l'essentiel, correspondre à des permis **de recherche délivrés sous l'empire de l'ancien Code minier de 1995.**

En effet, bien que plusieurs PEI aient été octroyés après l'entrée en vigueur du Code de 2018, ils demeurent juridiquement rattachés à des PR délivrés antérieurement et sont donc régis par l'ancien cadre légal. Ainsi, **aucune convention minière conforme au nouveau Code n'a été identifiée comme étant en vigueur à la date du présent rapport.**

L'analyse des arrêtés d'attribution permet d'établir un lien entre les permis en vigueur et les conventions minières publiées, dont le détail est présenté dans le tableau ci-dessous :

Nature	Date d'arrêté	Société	Substance	Référence arrêté	Durée (ans)	Convention publiée	Date de la convention	Commentaire
PR	24/06/2019	SOGEM S.A	Pierres précieuses	ARRETE 99	4	Oui	09/07/2015	Convention signée avec SOGEM le 09/07/2015
PEI	06/12/2016	GR Strategic SARL	Or	ARRETE 047	25	Oui	05/12/2016	Convention signée avec GR Strategic le 05/12/2016
PEI	15/12/2016	Groupe GMIA	Or	ARRETE N° 43	25	Non	06/07/2015	Convention et avenant 001 signés avec GMIA
PEI	31/05/2022	SOGEM / GMIA	Or	ARRETE N° 064	20	Non	21/01/2016	Convention signée avec SOGEM le 21/01/2016
PEI	31/05/2022	MIREDEX	Or	ARRETE N° 065 / 066	20	Oui	05/08/2016	Deux arrêtés d'octroi, une seule convention

Nature	Date d'arrêté	Société	Substance	Référence arrêté	Durée (ans)	Convention publiée	Date de la convention	Commentaire
								signée le 05/08/2016
PEI	07/10/2022	SOGEM / GMIA	Pierres précieuses	ARRETE N° 088	20	Non	05/08/2016	Convention signée avec SOGEM le 05/08/2016
PEI	07/10/2022	MIREDEX	Pierres précieuses	ARRETE N° 092 / 093	20	Oui	05/08/2016	Conventions identiques signées le 05/08/2016
PEI	07/10/2022	GMIA Minerals	Pierres précieuses	ARRETE N° 094 / 095	20	Non	24/07/2014	Conventions signées avec GMIA le 24/07/2014
PEI	05/12/2016	SOGEM S.A	Or	ARRETE N° 045	25	Oui	09/07/2015	Convention signée avec SOGEM le 09/07/2015
PEI	05/12/2016	Groupe GMIA	Or	ARRETE N° 046	25	Non	06/07/2015	Convention signée avec GMIA le 06/07/2015

2.5 Propriété effective

2.5.1 Cadre légal et politique

2.5.1.1. Cadre légal

En 2022, le Tchad ne disposait pas encore d'un cadre juridique intégré et spécifique régissant la divulgation obligatoire des propriétaires effectifs dans le secteur extractif. Toutefois, plusieurs instruments juridiques traitent, de manière fragmentée, de cette notion :

- [Loi](#) n°29/PR/2018 relative à la lutte contre le blanchiment des capitaux et le financement du terrorisme (LBC/FT) : elle définit le bénéficiaire effectif comme toute personne physique possédant ou contrôlant un client, ou exerçant un contrôle effectif sur une personne morale. Aucun seuil minimum n'est précisé.
- Code minier de 2018 : son article 295 exige des demandeurs de titres miniers la transmission des informations sur les bénéficiaires effectifs, mais en pratique, seules les données sur la structure du capital sont collectées, sans obligation de désigner des personnes physiques ni définition réglementaire complète.
- Loi de finances 2020 : son article 9 introduit une définition partielle du bénéficiaire effectif, à travers l'instauration d'une retenue à la source de 5 % sur les dividendes versés à des entités de la zone CEMAC détenant au moins 25 % de participation dans une société tchadienne.
- Décret n°104/PT/PM/SGG/2022 sur la transparence des marchés publics : bien qu'il ne s'applique pas directement au secteur extractif, ce décret impose la divulgation des bénéficiaires effectifs pour les titulaires de marchés publics et délégations de service public. Il ne fixe pas de seuil et ne couvre pas explicitement les personnes politiquement exposées (PPE).
- Acte uniforme OHADA relatif au droit commercial général : l'article 35 exige la déclaration des informations sur les propriétaires juridiques dans le Registre de Commerce et de Crédit Mobilier (RCCM), mais l'accès public à ces informations reste limité, en l'absence de plateforme numérique centralisée.

2.5.1.2. Politique de divulgation

Le HCN-ITIE a adopté en 2016 une feuille de route pour la divulgation de la propriété effective, alignée sur la Norme ITIE, structurée autour de trois phases :

1. Diagnostic juridique et institutionnel, définition d'un seuil de divulgation, sensibilisation des parties prenantes ;
2. Élaboration d'un projet de loi, développement d'un registre public, et divulgation progressive via les rapports ITIE ;
3. Audit final du projet et capitalisation des acquis.

Avec l'appui de l'Union européenne, une mission d'assistance technique a été lancée en 2020 afin de :

- Proposer un projet de loi sur la propriété effective ;
- Collecter et fiabiliser les données sur les bénéficiaires effectifs ;
- Appuyer l'ANIE dans la mise en place d'un registre public des bénéficiaires effectifs.

Dans l'attente de ce cadre institutionnel formel, le HCN-ITIE a retenu une approche transitoire de divulgation via les rapports ITIE selon les modalités décrites dans la [section 2.5.2](#).

2.5.2 Divulgence des données

2.5.2.1. Définitions retenues

Pour les besoins du rapport ITIE 2023, le HCN-ITIE a adopté la définition suivante du bénéficiaire effectif: *le propriétaire effectif ou ultime est (i) la ou les personnes physiques qui, en dernier lieu, possède (nt) ou contrôle (nt) une entité juridique, de par la possession ou le contrôle direct ou indirect d'un pourcentage suffisant d'actions ou de droits de vote dans cette entité juridique, y compris par le biais d'actions au porteur, autre qu'une société cotée sur un marché réglementé qui est soumise à des obligations de publicité conformes à la législation de l'Union Européenne ou à des normes internationales équivalentes. (i) Un pourcentage de 25% des actions plus une est une preuve de propriété ou de contrôle par participation, et il s'applique à tout niveau de participation directe ou indirecte ; (ii) s'il n'est pas certain que les personnes visées au point (i) soient les bénéficiaires effectifs, la ou les personnes physiques qui exercent le contrôle sur la direction de l'entité juridique par d'autres moyens.*

Le HCN a opté également pour la divulgation des informations sur les personnes politiquement exposées. Dans ce cas, les entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement seront invitées à signaler si le propriétaire réel se trouve dans l'une des deux situations suivantes :

- *Les personnes de nationalité étrangères qui exercent ou ont exercé d'importantes fonctions publiques dans un pays étranger, par exemple, les chefs d'État ou de gouvernement, les politiciens de haut rang, les hauts responsables au sein des pouvoirs publics, les magistrats et militaires de haut rang, les dirigeants d'entreprises publiques et les hauts responsables de partis politiques ; et*
- *Les personnes physiques de nationalité tchadienne qui exercent ou ont exercé d'importantes fonctions publiques dans le pays, par exemple, les chefs d'État ou de gouvernement, les politiciens de haut rang, les hauts responsables au sein des pouvoirs publics, les magistrats et militaires de haut rang, les dirigeants d'entreprise publique et les hauts responsables de partis politiques.*

2.5.2.2. Périmètre

Pour les besoins du Rapport ITIE, l'obligation de déclaration a concerné les sociétés pétrolières figurant dans le périmètre de déclaration ITIE 2023. Les entreprises cotées en bourse, ou filiales de sociétés cotées, devaient en indiquer la place financière et fournir un lien vers la documentation publique sur leurs actionnaires.

2.5.2.3. Collecte et assurance des données

Les données ont été collectées via un formulaire standardisé incluant :

- La structure du capital,
- L'identification des bénéficiaires effectifs (nom, nationalité, pourcentage détenu, date de naissance),
- L'identification des PPE,
- Le niveau de contrôle (direct ou indirect).

Les entités déclarantes ont été invitées à signer leurs déclarations par un représentant autorisé de chaque entreprise. Le HCN-ITIE n'a pas mis en place de mécanisme d'assurance indépendant, en l'absence de sociétés jugées à risque élevé.

2.5.2.4. Analyse des déclarations

En 2023, aucune société n'a transmis de déclaration relative aux bénéficiaires effectifs. Les données disponibles antérieures à 2023 sont présentées à l'annexe 8 du présent rapport.

Selon les deniers données disponibles de 2022 :

- Une seule société, UNITED HYDROCARBON CHAD (UHC), a fourni une déclaration complète. Elle a identifié DELONEX ENERGY comme société mère.
- OPIC a déclaré être détenue à 100 % par une entité enregistrée au Panama, mais sans fournir d'information sur le bénéficiaire effectif ultime.
- Aucune autre société extractive n'a soumis de déclaration.

Les limitations actuelles dans la collecte, la vérification et la divulgation publique complète des bénéficiaires effectifs démontrent la nécessité d'un renforcement réglementaire et d'un appui institutionnel accru. Le tableau récapitulatif des déclarations figure en annexe 8.

2.6 Participation de l'Etat et entreprises d'Etat

2.6.1 Secteur des hydrocarbures

2.6.1.1. Cadre juridique

La [Loi N°006/PR/2007](#) relative aux Hydrocarbures établit que toutes les ressources en hydrocarbures du sous-sol et en surface du territoire tchadien sont la **propriété exclusive de l'État**. Celui-ci peut mener des opérations pétrolières soit directement, soit **par l'intermédiaire de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)**.

La participation de l'État dans le secteur pétrolier s'effectue principalement via la SHT, selon deux régimes contractuels prévus par le Code des Hydrocarbures :

- le contrat de concession,
- le contrat de partage de production.

Les **modalités de participation de l'État** et les mécanismes de couverture des coûts diffèrent selon le type de contrat, comme résumé dans le tableau ci-dessous :

Tableau 26 Tableau comparatif – **Modalités de participation de l'État et couverture des coûts**

Aspect	Contrat de Concession	Contrat de Partage de Production
Attribution du permis	Accordé au contractant	Accordé exclusivement à la SHT, qui contracte avec un partenaire
Financement des opérations	À la charge exclusive du contractant	À la charge exclusive du contractant pendant la recherche ; Partagée en cas d'option de participation à l'exploitation
Droits de l'État	Participation initiale aux recherches via la Société Nationale (sans financement) + option de participation additionnelle à l'exploitation	Idem : participation initiale (sans contribution) + option de participation additionnelle au développement et à l'exploitation

Aspect	Contrat de Concession	Contrat de Partage de Production
Modalités de participation de l'Etat	Taux fixé dans le contrat ; Option levée dans un délai de 6 mois après l'octroi du permis d'exploitation	Taux fixé dans le contrat ; Option levée dans un délai de 6 mois après notification de la décision de développement
Remboursement des coûts supportés par la Société Nationale	Par prélèvement sur sa propre part de production, sans intérêts	Par prélèvement sur sa propre part de production, selon un taux défini contractuellement
Disposition législative	Articles 12 à 13 du Code	Articles 14 à 20 du Code

2.6.1.2. Participations **de l'Etat**

La participation de l'État tchadien dans le secteur des hydrocarbures s'effectue sous deux formes principales :

- **Par des prises d'intérêts dans les contrats pétroliers**, notamment via des options de participation ;
- Par des participations en capital, détenues directement par l'État ou à travers une société d'Etat, notamment la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) et ses filiales.

(i) Participation dans les contrats pétroliers

❖ Modalités contractuelles et exercice des participations

Dans la pratique, l'État :

- **n'intervient pas au financement de la phase de recherche** ;
- **dispose d'une option de participation** (jusqu'à 25 %) à exercer au stade de l'exploitation d'un gisement commercialement viable, selon les termes contractuels.

En complément de ces options, l'État a acquis des participations dans certains consortiums opérant au Tchad (ex. ESSO, CNPC), à travers :

- des rachats de parts (Chevron, ExxonMobil, Petronas),
- ou des accords de financement adossés à la production.

Les participations sont exercées par :

- la SHT S.A. (holding nationale pétrolière) pour le compte de l'Etat ;
- la SHT Petroleum Chad Company Ltd (SHT PCCL) ;
- et la Tchad Petroleum Company (TPC), société d'Etat issue de la nationalisation des actifs d'ExxonMobil.

❖ Détail des participations actives en 2023

Le tableau ci-dessous présente les participations effectives détenues par l'État (via SHT ou SHT PCCL) dans les concessions pétrolières au 31 décembre 2023 :

Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2023³⁷

Consortium/ Opérateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2022	2023	Commentaires
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 1988				
	<i>Concession d'Exploitation de Bolobo</i>	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	
		<i>TPC</i>	-	40%	
	<i>Concession d'Exploitation de Miandoum</i>	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	
		<i>TPC</i>	-	40%	Nationalisation
	<i>Concession d'Exploitation, Mangara</i>	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	Esso + acquisition
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	Petronas
		<i>TPC</i>	-	40%	
	<i>Concession d'Exploitation de Nya</i>	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	
		<i>TPC</i>	-	40%	
	<i>Concession d'Exploitation de Moundouli</i>	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	
		<i>TPC</i>	-	40%	
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 2004				Nationalisation
	Concession d'exploitation de Maikiri	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	Esso + acquisition
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	Petronas
		<i>TPC</i>	-	40%	
	Concession d'exploitation de Timbré	<i>SHT PCCL</i>	25%	25%	
		<i>SHT DOBA</i>	-	35%	
		<i>TPC</i>	-	40%	
Consortium CNPC	Convention 1999				Participation de 10% acheté en 2017
	<i>Concession d'Exploitation, Rônier</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Mimosa</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Prosopis</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Baobab</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Raphia</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Daniela</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Lanea</i>	<i>SHT</i>	10%	10%	
Consortium CNPC	<i>CPP 2014</i>				Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE RONIER. S</i>	<i>SHT</i>	25%	25%	
	<i>AEE PHOENIX. S</i>	<i>SHT</i>	25%	25%	
	<i>AEE MIMOSA. S</i>	<i>SHT</i>	25%	25%	
	<i>AEE DELO</i>	<i>SHT</i>	25%	25%	

³⁷ Cadastre Pétrolier/Déclaration SHT 2023

Consortium/ Opérateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2022	2023	Commentaires
	<i>AEE BAOBAB CII</i>	<i>SHT</i>	<i>25%</i>	<i>25%</i>	
	<i>AEE BAOBAB CIII</i>	<i>SHT</i>	<i>25%</i>	<i>25%</i>	
	<i>AEE CASSIA N</i>	<i>SHT</i>	<i>25%</i>	<i>25%</i>	
Consortium OPIC	Convention 2006				Participation de 30% dans toute concession d'exploitation accordée
	<i>Concession d'Exploitation, ORYX</i>	<i>SHT</i>	<i>30%</i>	<i>30%</i>	
PetroChad Mangara	CPP 2011				Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE Mangara</i>	<i>SHT</i>	<i>15%</i>	<i>15%</i>	
	<i>AEE Badila</i>	<i>SHT</i>	<i>15%</i>	<i>15%</i>	
	<i>AEE KRIM</i>	<i>SHT</i>	<i>25%</i>	<i>25%</i>	
GRIFFITHS ENERGY CHAD LTD	CPP 2011				Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>-AEE KIBEA</i>	<i>SHT</i>	<i>25%</i>	<i>38</i>	
Global Petroleum	CPP 2011	<i>Etat</i>	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
UNITED HYDROCARBO N CHAD	CPP 2012	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
Meige International	CPP 2015	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
JIA HE ENRG RES	CPP 2018	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE

³⁸ Permis expiré et non renouvelé.

❖ Évolutions des participations

Les variations observées dans les participations de la SHT/TPC en 2023 proviennent principalement de deux opérations majeures :

- **Nationalisation des actifs d'ExxonMobil (Esso Exploration & Production Chad Inc.)**

Le 23 mars 2023, le Gouvernement du Tchad a annoncé la nationalisation de tous les actifs et droits détenus par Esso Tchad, filiale d'ExxonMobil, dans le bassin de Doba et le pipeline Tchad-Cameroun. Ces actifs ont été transférés à la TPC, société nouvellement créée et détenue à 100 % par l'État chargée d'en assurer l'exploitation.

- **Acquisition des actifs de Petronas (Petronas Doba Exploration & Production)**

Une **convention d'acquisition** a été signée le 12 décembre 2022 entre la SHT et Petronas, et finalisée le 22 mai 2023, après approbation par la Commission de la CEMAC le 15 mai 2023. À l'issue de cette opération, l'État, via la SHT, a acquis 100 % des parts de Petronas dans les champs de Doba et dans le pipeline Tchad-Cameroun, consolidant la propriété publique du secteur pétrolier. Les montants et conditions financières de ces transactions **n'ont pas été rendus publics**.

❖ Engagements rattachés aux participations

Les participations détenues par l'État tchadien dans le secteur pétrolier, exercées par la SHT, la SHT PCCL et la TPC, sont encadrées par les contrats pétroliers et relèvent de régimes distincts selon le type de contrat et les mécanismes de financement associés. Ces régimes conditionnent à la fois le niveau **d'engagement financier de l'État** et les flux de revenus effectivement perçus.

Tableau 28 – Régime des participations et mécanismes de portage³⁹

Opérateur / Contrat	Entité publique	% participation	% portée	Nature de la participation	Modalités de remboursement / perception
CNPC – Concession	SHT	10 %	0 %	Contributive	L'État finance sa part des coûts et perçoit directement les revenus
CNPC – CPP	SHT	25 %	25 %	Capitalistique portée (CPP)	Remboursement des avances par la part État du Cost Oil
PCM – CPP	SHT	15 %	15 %	Capitalistique portée (CPP)	Remboursement des avances par la part État du Cost Oil
OPIC – Concession	SHT	30 %	30 %	Portée	Interest Oil intégralement affecté au remboursement des coûts
TPC	SHT & TPC	60 %	0 %	Contributive	

³⁹ Source : SHT

Dans les CPP (CNPC et PCM), la participation de l'État est capitalistique et portée, conformément à l'article 14 des contrats. Les coûts afférents à la quote-part de l'État sont avancés par les autres co-titulaires et **remboursés exclusivement par la part de l'État dans le Cost Oil**. Tant que les avances ne sont pas intégralement remboursées, cette part de Cost Oil est cédée aux partenaires, ce qui retarde la perception effective de l'Interest Oil, sans remettre en cause la qualité de co-titulaire de l'État.

Dans le cas d'OPIC (régime de concession), le portage obéit à des règles spécifiques prévues par la Convention de 2006 et l'avenant de 2019. Contrairement aux CPP, **l'intégralité de l'Interest Oil revenant à l'État est affectée au remboursement des coûts pétroliers**. En pratique, tant que ce remboursement n'est pas achevé, **l'État ne perçoit effectivement que la redevance sur la production**.

À l'inverse, dans les projets CNPC – Concession et TPC, les participations de l'État ne sont pas portées. Les coûts sont financés directement par l'État ou par la TPC, et les revenus correspondants sont perçus sans mécanisme de remboursement préalable.

❖ Traitement budgétaire différencié selon les entités

Les volumes de production reçus en nature au titre de ces participations sont présentés de manière détaillée à la [section 4.2.1](#) du présent rapport.

(ii) Participations de l'Etat dans le capital des sociétés pétrolières

En complément de ses intérêts dans les contrats pétroliers, l'État détient également, directement ou via la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), des parts dans le capital de plusieurs sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures, notamment dans les segments du raffinage et du transport pétrolier.

Le tableau ci-dessous présente la situation des participations connues au 31 décembre 2023 :

Tableau 29 Participations directes de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2023

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en FCFA	2022 ⁴⁰	2023 ⁴¹	Remarque
SHT	Tchad	1 500 000 000	100%	100%	Société nationale – entièrement détenue par l'État
TPC	Tchad	10 000 000 00	-	100%	Société nationale créée par la Loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023 – opérateur national sur les permis repris à Esso
SRN (Raffinerie)	Tchad	4 000 000	40%	40%	Raffinerie de N'Djaména (coentreprise avec CNPC)
TOTCO (Transport pétrolier)	Tchad		8,12%	8,12%	Transport pétrolier (oléoduc Tchad-Cameroun)
COTCO (Transport pétrolier)	Cameroun		2,74%	2,74%	Transport pétrolier (oléoduc Tchad-Cameroun)
CNPCIC (*)	Tchad		NC	NC	Société Pétrolière Participation mentionnée par le rapport de la DAFMS (avril 2020), sans détail fourni

⁴⁰ Source : Déclaration SHT 2022

⁴¹ Source : Déclaration SHT 2023

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en FCFA	2022 ⁴⁰	2023 ⁴¹	Remarque
PetroChad Transportation Company (PCT)	Tchad		24,54%	24,54%	Transport de brut depuis les champs de Mangara et Badila

Sources et limites de l'information

En l'absence de transmission directe des informations par la DGTCP concernant les participations **détenues par l'État**, l'analyse repose en grande partie sur les déclarations de la SHT.

La DGTCP n'a pas soumis de déclaration ITIE pour l'exercice considéré. Toutefois, selon les rapports mensuels des recettes publiques publiés par la DGTCP (mois de juillet), des dividendes ont été effectivement perçus par l'État au titre de ses participations dans les sociétés de transport pétrolier, à savoir :

- 177 350 049 FCFA au titre des dividendes versés par TOTCO ;
- Aucun dividende versé par COTCO.

Conditions rattachées aux participations

Toutes les participations mentionnées ci-dessus prennent la forme **d'actions ordinaires**, conférant à l'État des droits de vote ainsi qu'un droit aux dividendes. En contrepartie, ces participations impliquent également une **obligation de contribuer aux coûts d'exploitation**, au prorata du pourcentage détenu dans le capital de chaque société concernée.

(*) Cas particulier de CNPCIC

Selon un [rapport](#) de la Direction des Affaires Financières, Monétaires et de la Supervision des Établissements de Microfinance (DAFMS) de 2020, l'État détiendrait une participation minoritaire dans CNPCIC, opérateur dans le bassin de Bongor.

Des commentaires transmis par le ministère en charge du pétrole précisent que le rapport de la DAFMS fait référence à des intérêts complémentaires équivalents à 10 %, accordés à l'État à la suite de l'incident de pollution survenu en 2014 dans les champs de concession de la CNPCIC. Ces intérêts ne constitueraient pas une participation en capital dans la société, mais un droit spécifique lié aux opérations du champ concerné.

(iii) Participations de la SHT

La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) est une entreprise publique détenue à 100 % **par l'État** tchadien. Elle détient des participations dans plusieurs sociétés opérant dans les secteurs des hydrocarbures (exploration, transport, commercialisation), mais également dans d'autres domaines (banque, traitement des déchets, infrastructures de stockage, etc.).

Le tableau suivant présente la situation des participations déclarées par la SHT au 31 décembre 2023 :

Tableau 30 Situation des participations financières de la SHT en 2023

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en millions FCFA	2022 ⁴²	2023 ⁴³
Participations de SHT dans l'amont et le transport pétrolier				
SHT Petroleum Chad Holding Limited (Bermuda) (*)	BAHAMAS	589 665,7	-	-
SHT Overseas Pipeline Chad Limited (Bermude) (*)	BERMUDE	5 752,8	100%	100%
SHT Overseas Pipeline Cameroon Limited (Bahamas) (*)	BAHAMAS	27 805,4	100%	100%
SHT DOBA E&P (**)			-	100%
SHT Doba Pipeline Investment Inc (**)			-	100%
Petrochad Transportation Company	Tchad	-	2,32%	2,32%
SOTRADA (Traitement déchets Pétroliers)	Tchad	10	100%	100%
Société Nationale de Transport et de Distribution (SNTD)	Tchad	10	100%	100%
TCHAD OIL SA (vente et distribution de fuel)	Tchad	22,5	50%	50%
ECOBANK TRANSNATIONAL INCORPORATED,	Togo	150,0	45%	nc
Société Tchadienne de Dépôts Pétroliers (STDP)	Tchad	55,0	55%	55%
Général Gaz Tchad (traitement et purification du gaz)	Tchad	15,0	30%	30%
Banque de l'Habitat du Tchad (Banque)	Tchad	2 500,0	25%	25%
Groupeement d'Intérêt Economique- Société Tchad Cameroun (GIE-STC) (activités non démarrées)	Cameroun	4,5	45%	45%

Nc : Non communiqué

Il est à noter que selon l'examen des états financiers 2023, certaines participations ne sont pas retracées dans les comptes de la SHT, notamment :

- SHT DOBA E&P
- SHT Doba Pipeline Investment Inc
- Petrochad Transportation Company

Conditions rattachées aux participations

Toutes les participations mentionnées ci-dessus prennent la forme **d'actions ordinaires**, conférant à la SHT des droits de vote ainsi qu'un droit aux dividendes. En contrepartie, ces participations impliquent également une **obligation de contribuer aux coûts d'exploitation**, au prorata du pourcentage détenu dans le capital de chaque société concernée, sauf accord particulier entre les actionnaires.

(*) Cas du rachat des actifs de Chevron

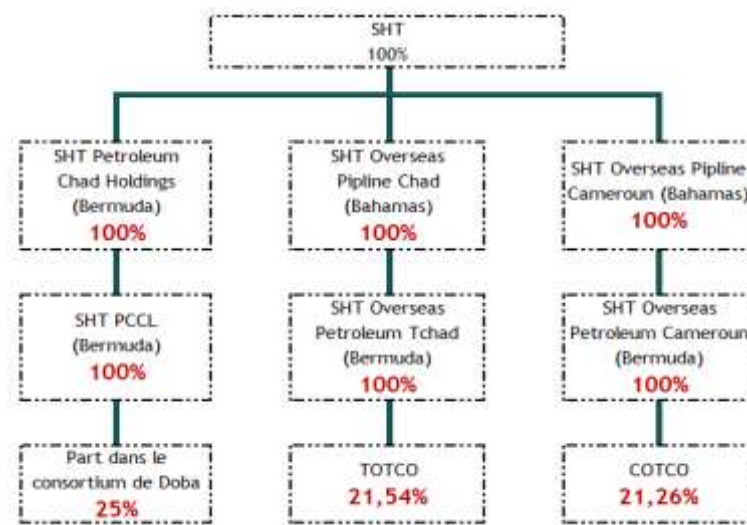
En 2014, la SHT a conclu un accord de préfinancement lui permettant de racheter les parts détenues par Chevron dans plusieurs entités, notamment :

- SHT PCCL : détentrice de 25 % dans le consortium EEPCL (Esso/ExxonMobil) ;
- TOTCO : participation de 21,54 % ;
- COTCO : participation de 21,26 %.

⁴² Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2022

⁴³ Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2023

Figure 4 Participations de la SHT à la suite du rachat des actifs de la société Chevron



Cette opération a permis à la SHT de renforcer sa présence dans la chaîne pétrolière, notamment dans le transport transfrontalier du brut via l'oléoduc Tchad-Cameroun.

Problèmes de traçabilité :

- La participation dans SHT PCCL a été radiée des actifs de la SHT en 2020⁴⁴ sans mention officielle de transfert à l'État ;
- Les derniers états financiers disponibles (exercice 2022) présentent SHT PCCL comme une succursale, sans indication claire de la société mère, alors même que la SHT en était l'actionnaire principal avant sa radiation comptable.

(**) Acquisition des actifs de Petronas Chad Exploration & Production :

La SHT a acquis en mai 2023 la totalité des actifs de Petronas, à travers ses filiales SHT DOBA E&P (pour les participations d'exploration et de production) et SHT Overseas Pipeline Ltd (Chad et Cameroon) (pour les participations dans le système d'oléoduc Tchad-Cameroun).

Les participations détenues à la suite de cette opération sont les suivantes :

- SHT DOBA E&P : 35 % dans le consortium Doba ;
- TOTCO : 30,16 % ;
- COTCO : 29,77 %.

⁴⁴ Source : DSF-SHT pour l'exercice clos au 31 décembre 2020

Participations des filiales de SHT

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en millions FCFA	2022 ⁴⁵	2023 ⁴⁶
Participations détenues par SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda)				
TOTCO	Tchad		21,54%	21,54%
Participations détenues par SHT Overseas Petroleum Cameroon (Bermuda)				
COTCO	Cameroun		21,26%	21,26%
Participations SHT DOBA Pipeline Investment INC				
TOTCO	Tchad		-	30,16%
COTCO	Cameroun		-	29,77%

Conditions rattachées aux participations

Toutes les participations mentionnées ci-dessus prennent la forme **d'actions ordinaires**, conférant à l'État des droits de vote ainsi qu'un droit aux dividendes. En contrepartie, ces participations impliquent également une **obligation de contribuer aux coûts d'exploitation**, au prorata du pourcentage détenu dans le capital de chaque société concernée, sauf accord particulier entre les actionnaires.

Les participations dans TOTCO et COTCO, issues du rachat des actifs de Chevron (2014) et de Petronas (2023), confèrent ainsi à la SHT, directement ou via ses filiales, une position majorée dans le capital des infrastructures de transport du pétrole tchadien.

(iv) Participations de TPC

À la suite de la **nationalisation des actifs d'ExxonMobil**, la Tchad Petroleum Company (TPC) a repris la position d'actionnaire précédemment détenue par Esso Exploration and Production Chad Inc. (EEPCI) dans les sociétés de transport pétrolier :

- TOTCO (Tchad Oil Transportation Company), responsable du tronçon tchadien du pipeline ;
- COTCO (Cameroon Oil Transportation Company), en charge du tronçon camerounais.

Avant la nationalisation, EEPCI détenait 21,06 % du capital de COTCO et 40,18 % du capital de TOTCO.

À la suite de la nationalisation intervenue en 2023, ces participations ont été transférées à TPC, conférant ainsi à cette dernière **un rôle direct d'actionnaire** dans les deux sociétés de transport du consortium Tchad-Cameroun, aux côtés notamment de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT).

Cependant, **TPC n'a pas reporté dans sa déclaration ITIE 2023** les détails relatifs à ses participations dans TOTCO et COTCO, notamment :

- les pourcentages effectivement détenus après transfert des actifs d'EEPCI ;
- les dividendes perçus ou dus au titre de l'exercice 2023 ;
- ni les autres revenus éventuels liés à ces participations.

⁴⁵ Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2022

⁴⁶ Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2023

2.6.1.3. Entreprises d'Etat dans le secteur des hydrocarbures

2.6.1.3.1. Définition

Conformément à l'exigence 2.6 de la Norme ITIE, une **entreprise d'État** est une entité dont l'**État** détient la majorité ou la totalité du capital et qui est engagée dans des activités extractives pour **le compte de l'État**.

Sur cette base, le HCN-ITIE a identifié la (i) Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), (ii) la SHT PCCL et (iii) la TPC, ainsi que leurs **filiales exclusives opérant dans le secteur de l'amont pétrolier**, comme les principales **entreprises d'État actives dans le secteur des hydrocarbures** au Tchad.

2.6.1.3.2. Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)

La SHT est une société publique créée en 2006 et réorganisée en 2017. Elle constitue l'entreprise nationale de référence dans le secteur pétrolier tchadien.

(i) Règles statutaires

Pour l'année 2023, le cadre juridique, comptable et de gouvernance de la société se résume comme suit :

Cadre juridique	- Loi n° 27/PR/2006 portant création de la SHT - Ordonnance n° 001/PR/2017 modifiant la loi de 2006 - Décret n°07-527 du 12 juillet 2007 modifié par le décret n°08-848 du 17 juillet 2008 portant statuts de la SHT - Loi n° 07-006 relative aux hydrocarbures - Actes uniformes OHADA relatifs au droit des sociétés commerciales et à la comptabilité.
Forme	Société anonyme à capitaux publics, dotée d'une autonomie de gestion administrative et financière.
Tutelle	Placée sous la tutelle du Ministre chargé des Hydrocarbures en vertu du Décret n°07-527 du 12 juillet 2007 fixant les statuts de la SHT modifié par le décret n°08-848 du 17 juillet 2008.
Capital	1,5 milliard FCFA, détenu à 100 % par l'État tchadien. Capital entièrement libéré.
Mandat	La SHT exerce ses activités dans l'ensemble de la chaîne de valeur des hydrocarbures. Ses principales missions incluent : - La prospection, la recherche, le développement, la production et le transport des hydrocarbures liquides et gazeux ; - Le raffinage, le stockage et la distribution de produits pétroliers ; - La commercialisation du brut et des produits raffinés ; - La participation dans des sociétés ou des consortiums ; - La gestion d'investissements stratégiques dans le secteur pétrolier ; - La formation et la promotion du personnel national.
Financement, subventions et transferts de l'Etat ⁴⁷	- Les activités de la SHT sont principalement financées par ses fonds propres, les résultats de ses activités, et les subventions de l'État (exploitation ou investissement). - Elle peut également obtenir des financements extérieurs, avec ou sans garantie de l'État, sous réserve d'approbation par le Conseil d'administration. - Les transferts de l'État peuvent prendre la forme de subventions, d'augmentations de fonds propres, ou de paiements pour services rendus.

⁴⁷ Article 30 du Décret

Conformément à l'article 8 du décret n°307/PR/2017 :	
Composition et nomination du Conseil d'administration	- Le Conseil d'administration (CA) est composé de cinq membres : - Un Président nommé par décret ; - Quatre administrateurs désignés par décret présidentiel sur proposition du ministre chargé des hydrocarbures. - Critères de sélection : Aucune disposition ne prévoit explicitement des critères de compétence, d'indépendance ou de profil professionnel. - Mandat des membres : Non précisé dans les textes publiés, laissant une zone d'ombre sur la durée, le renouvellement ou la révocation. - Il n'existe pas de comités spécialisés (audit, risques, rémunérations) au sein du Conseil, contrairement aux recommandations de l'OCDE.
Assemblée générale	En tant qu'actionnaire unique, l'État est représenté à l'Assemblée générale par : - Le Secrétaire général de la Présidence de la République (qui a voix prépondérante en cas de désaccord) ; - Le Ministre en charge des Hydrocarbures ; - Le Ministre des Finances ; - Le Ministre Secrétaire général du Gouvernement ; - Le Directeur général de la SHT (membre sans droit de vote sur les décisions la concernant). Toutes les décisions sont prises à l'unanimité.
Fiscalité	- La SHT est soumise au régime fiscal pétrolier pour ses activités d'exploration et de production, et au régime général pour ses activités commerciales. - Elle ne bénéficie d'aucune exonération fiscale particulière, en dehors des avantages prévus par la réglementation en vigueur.
Distribution des résultats et rétention des bénéfices ⁴⁸	- Le bénéfice net est déterminé après déduction des charges, amortissements et provisions. - Une réserve légale est constituée à hauteur de 10 % du bénéfice net distribuable, jusqu'à atteindre 20 % du capital social. - L'Assemblée générale détermine l'affectation du résultat (distribution, réserve, report). - Des prélèvements peuvent également être effectués sur des réserves facultatives pour distribution.
Prise de décisions financières et investissements ⁴⁹	- Les décisions d'investissement, d'endettement ou de prise de participation sont du ressort du Conseil d'administration. - Les financements externes peuvent être levés avec ou sans garantie de l'État, ce qui expose potentiellement les finances publiques à des risques, en l'absence de contrôle parlementaire ou d'audit indépendant sur ces engagements.
Arrêté et audit des comptes	- Les comptes annuels sont arrêtés par le Conseil d'administration et certifiés par un commissaire aux comptes agréé CEMAC. - La société ne procède pas à la publication systématique de ses états financiers, rapports d'audit ou rapports d'activité.
Suivi de la situation financière	La situation financière ainsi que la situation d'endettement de la société ne font pas l'objet d'un rapport de suivi tel que requis par les dispositions de l'arrêté n° 242/MFB/SG/DGT/2011 portant organisation et fixant les missions de la DGTCP.
Passation des marchés	Les marchés et contrats pétroliers de la SHT ne sont pas soumis au Code des marchés publics.

⁴⁸ Article 28 Décret du Décret N° 307/PR/2017

⁴⁹ Article 18 du Décret du Décret N° 307/PR/2017

	- Ils sont régis par des procédures internes, approuvées par le Conseil d'administration. - Les politiques et procédures de passation de marché ne sont pas rendues publique
Code de conduite et dispositif anticorruption	- Aucun code de conduite, charte éthique ou politique anticorruption n'a été adopté ou publié. - Absence de procédure interne de gestion des conflits d'intérêts, ni de déclaration de patrimoine des administrateurs ou dirigeants.

(ii) Analyse des indicateurs financiers de la SHT

Selon les DSF de la SHT, les principaux agrégats financiers pour les exercices 2022 et 2023 se présentent comme suit :

Indicateurs financiers	2022 (en milliards de FCFA)	2023 (en milliards de FCFA)	Variation en %
Résultat d'exploitation (a) (*)	61,35	56,24	-8,3%
Résultat Net (b)	73,19	55,31	-24,4%
Chiffres d'affaires	20,69	14,21	-31,3%
Capitaux Propres (c)	568,10	542,06	-4,6%
Emprunts et dettes financières (d)	24,78	28,21	13,8%
Trésorerie disponible fin de période	-3,36	-5,36	59,4%
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	16,05	23,74	47,9%
Flux de trésorerie des activités d'investissement	-8,87	-2,61	-70,6%
Flux de trésorerie des activités de financement	-8,79	-23,13	163,1%
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	-	-	0,0%
Subventions d'investissement	55,00	-	-100%
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	0,10	0,09	-1,6%
Rentabilité financière [(b)/(c)]	0,13	0,10	-20,8%

(*) La quasi-totalité du résultat d'exploitation provient des Reprises d'amortissements, provisions et dépréciations principalement compte tenu de l'amortissement des subventions d'investissements : 56,55 milliards FCFA en 2023 et 61,55 milliards de FCFA en 2022.

❖ Absence de transferts à l'État et bénéfices non répartis

En 2023, la SHT enregistre un résultat net bénéficiaire de 55,31 Mds FCFA, en baisse de 24,4 % par rapport à 2022. Cependant, aucun dividende ni transfert au budget de l'État n'a été versé. L'intégralité du résultat a été affectée en réserves

❖ Contraintes de trésorerie justifiant partiellement l'absence de distribution

La SHT présente une trésorerie nette négative de -5,36 milliards FCFA à fin 2023, ce qui ne permettait pas d'envisager une distribution de dividendes au Trésor public, malgré un résultat net positif.

Cette situation s'explique par deux éléments principaux :

1. Une trésorerie opérationnelle structurellement faible

Le flux opérationnel déclaré en 2023 (+23,74 milliards FCFA) provient quasi exclusivement de la variation favorable du BFR (+21,8 milliards FCFA). Hors effet BFR, la capacité d'autofinancement reste limitée, ce qui traduit une **faible génération de trésorerie par l'activité courante**.

2. La correction des créances anciennes (-26,56 milliards FCFA)

La SHT a corrigé en 2023 des erreurs de 2017-2018 liées à la double comptabilisation de compensations CNPCI/Cliveden et à des doublons de factures, ayant surévalué les créances d'environ 25,28 milliards FCFA. Ces montants ont été déduits du report à nouveau et les créances correspondantes ont été réduites au bilan, confirmant qu'elles ne seront jamais encaissées.

Cette correction annule l'effet positif du BFR sur les flux opérationnels et réduit la trésorerie potentielle, contribuant directement à la trésorerie négative de fin d'exercice.

❖ Réinvestissement modéré et absence de stratégie d'allocation

Les investissements réalisés en 2023 s'élèvent à 2,61 Mds FCFA, soit 4,7 % du résultat net, un niveau modéré au regard :

- de la rentabilité structurelle de la SHT,
- des besoins d'investissement du secteur pétrolier,
- et des ambitions stratégiques affichées par l'entreprise.

Aucune information n'a été fournie sur la nature des investissements, ni sur leur articulation avec une stratégie d'investissement pluriannuelle.

Le financement des investissements provient essentiellement de **nouvelles avances de l'État** (+4,04 Mds FCFA, portant leur total à 26,63 Mds FCFA),

❖ Manque de consolidation des flux avec les filiales

La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) ne publie pas, à ce jour, de comptes consolidés intégrant l'ensemble de ses filiales stratégiques (notamment SHT Overseas Pipeline Chad Ltd, TPC, et autres entités affiliées).

Les flux intra-groupe, tels que les avances, transferts de revenus, remboursements de coûts ou distributions internes, ne sont pas documentés de manière publique, ce qui limite la traçabilité financière entre la SHT et ses filiales.

Cette absence de consolidation comptable empêche une vision exhaustive des flux financiers **revenant à l'État** à travers le groupe SHT.

Il est également relevé que, bien que SHT PCCL ait été radiée du bilan de la SHT, elle demeure juridiquement la société mère. Cette situation crée une distorsion entre la réalité comptable et la réalité juridique, rendant plus complexe l'évaluation consolidée de la performance et des contributions de l'ensemble des entités publiques du secteur.

(iii) Transactions entre l'Etat et la SHT

Les modèles de déclaration ITIE ont été transmis à la SHT et à la DGTCP pour collecter les informations détaillées sur les transferts entre l'État et l'entreprise publique. **Ces modèles n'ont pas été renseignés.**

En conséquence, l'analyse des flux a été réalisée à partir des états financiers audités de la SHT, et des données issues des déclarations ITIE pour les paiements fiscaux et non fiscaux. Les autres transactions (subventions, avances, transferts, etc.) ont été reconstituées sans validation directe des entités concernées, ce qui limite la traçabilité complète.

Transferts par/pour SHT	Déclaration initiale SHT	Déclaration après ajustements de l'AI ⁵⁰
Transferts et financements reçus de l'Etat		
(a) Subvention d'investissement	NC	-
(b) Commission sur commercialisation part Etat	8,02 milliards FCFA	8,02 milliards FCFA
(c) Garanties	NC	-
(d) Subvention d'exploitation	NC	-
(e) Prêts et avances reçus	NC	4,44 milliards de FCFA
Transferts au profit de l'Etat		
(f) Prêts et avances	NC	-
(g) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers	NC	293,8 millions USD
(h) Fiscalité	NC	0,8 milliards FCFA
(i) Dividendes	-	-
(j) Dépenses quasi budgétaires	NC	-
<i>Prestation de services non commerciaux</i>	NC	-
<i>Financement Infrastructures publiques et dépenses sociales</i>	NC	4,3 milliards de FCFA
<i>Subventions de l'Energie</i>	NC	-
<i>Amortissement/Service de la dette publique</i>	NC	322,2 millions USD
<i>Dépenses sociales</i>	NC	0,03 milliards FCFA
<i>Bonification</i>	NC	-

(*) voir détail au niveau de la section 4.3.2

(a) Subvention d'investissement

La SHT **n'a pas déclaré** avoir reçu de subvention d'investissement de la part de l'État au titre de l'exercice 2023. Cette information est confirmée par les états financiers audités de la société, qui **n'enregistrent aucune subvention de cette nature** au cours de l'année.

Cependant, en 2023 les états financiers de la SHT font état d'une reprise annuelle de subvention **d'investissement** de 55,0 milliards FCFA. Le solde net comptable de cette subvention au 31 décembre 2023 est nul, contre 55,0 milliards FCFA un an plus tôt.

Cette subvention trouve son fondement juridique dans l'article 43 du Décret n°527/PR/PM/MP/2007 du 12 juillet 2007, qui prévoit que : « La SHT reçoit gratuitement de l'État les terrains, bâtiments et autres actifs nécessaires à l'exécution de sa mission. Ces biens sont exonérés de tous droits et taxes. »

La valeur totale des actifs transférés a été estimée à 554 milliards FCFA. Cette dotation a été comptabilisée en tant que **subvention d'investissement**, puis reprise progressivement au compte de résultat, par tranches annuelles d'un dixième de sa valeur initiale.

(b) Commission sur commercialisation part Etat

La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) perçoit, pour le compte de l'État, une commission de 2 % sur la valeur du pétrole commercialisé, à l'export comme sur le marché local. Cette commission rémunère les services de gestion et de commercialisation assurés par la SHT.

⁵⁰ DSF-SHT pour l'exercice clos au 31 décembre 2023 sauf indication contraire

Méthode de calcul

En principe, le taux de 2 % doit s'appliquer à la valeur brute des ventes, après déduction des seuls coûts de transport et cash calls.

En pratique, la SHT calcule cette commission sur une base significativement réduite, après déduction d'autres charges (dont le service de la dette Glencore), réduisant ainsi le montant dû à l'État. Cette divergence n'est pas documentée.

Commissions facturées et recouvrées en 2023

La SHT facture cette commission trimestriellement au Trésor public. Pour l'exercice 2023, les montants facturés et recouverts se présentent comme suit :

Type de commission	Montant facturé en 2023(USD)	Montant recouvré en 2023 (FCFA)	Observations
Commission de 2 % sur les ventes à l'exportation	4 516 682,93	4 383 925 468	Inclut le recouvrement des arriérés de 2022
Commission de 2 % sur les ventes en compensation	825 738,19	3 633 796 288	Inclut le recouvrement des arriérés de 2022
Total 2023	5 342 421,12	8 017 721 756	

Source : SHT

En 2023, la SHT a facturé 5,34 millions USD de commissions, dont 8,02 milliards FCFA ont été reversés au Trésor public, incluant les recouvrements d'arriérés de 2022. Toutefois, les impayés éventuels (arriérés non réglés) n'ont pas été communiqués, ni par la SHT ni par le Trésor public, ce qui ne permet pas de déterminer le niveau réel des commissions dues mais non recouvrées.

(c) Garanties de l'Etat

La SHT a contracté, pour le compte de l'État, deux accords de préfinancement en 2013 et 2014, respectivement avec Glencore et un consortium bancaire international. Ces accords ont fait l'objet de restructurations successives en 2015 et 2018, détaillées en [section 4.3.2](#) du présent rapport.

Jusqu'en 2019, la SHT reportait dans ses états financiers une dette de 677,5 milliards FCFA, liée à l'acquisition d'une participation de 25 % dans le projet Doba, ainsi que dans les sociétés TOTCO et COTCO. Cette dette, inscrite en « Dettes financières diverses », était **garantie par l'État tchadien** et remboursée via des **prélèvements directs sur les recettes pétrolières de l'État** (intérêts et redevances).

Selon les états financiers de 2020, cette dette a été radiée du bilan de la SHT, de même que la participation dans SHT PCCL a été **retirée de l'actif** de la société. Cependant, il subsiste une ambiguïté sur le transfert effectif de cette participation à l'État, aucune mention explicite ne figurant dans la **dernière situation financière publique de l'État en date du 15 avril 2020**.

Ainsi, bien que les écritures comptables ne fassent plus apparaître ces éléments au bilan de la SHT, SHT PCCL demeure, sur le plan juridique, une filiale de la SHT. Cependant, sur le plan économique et fonctionnel, les actifs de SHT PCCL relèvent du **mandat de l'État**, la SHT n'agissant plus en qualité d'opérateur commercial, mais plutôt comme **mandataire de l'État** pour la gestion de ces actifs.

Toutefois, cette distinction n'est pas reflétée dans les états comptables, ce qui crée une discordance entre la réalité juridique et la réalité économique de la structure du groupe. Cette situation complique l'évaluation des revenus effectivement attribuables à l'État et la traçabilité comptable des opérations liées à ces actifs.

(d) **Subventions d'exploitation**

La SHT **n'a pas déclaré** avoir reçu de subvention d'exploitation de la part de l'État au titre de l'exercice 2023. Cette information est confirmée par les états financiers de la société, qui **n'enregistrent aucune** subvention de cette nature au cours de l'année.

(e) **Prêts et avances reçus de l'État**

L'analyse des états financiers 2023 de la SHT fait apparaître l'existence de **dettes envers l'État** ou apparentées, réparties comme suit :

Désignation	2022 (en milliards de FCFA)	2023 (en milliards de FCFA)	Variation (en milliards de FCFA)	Encours > 2 ans
Dettes longs termes -Avances reçues de Etat	22,6	26,6	4,04	26,6
Dettes à court terme - Associés, compte courant	28,1	28,5	0,4	28,5
Total	50,7	55,1	4,44	55,1

➤ **Avances reçues de l'État**

Le poste « **Avances reçues de l'État** » retrace les fonds transférés par l'État, ainsi que des recettes pétrolières revenant normalement à l'État mais portées temporairement au crédit de la SHT, en vue de permettre à la société d'engager des dépenses pour le compte de l'État. L'encours de 26,6 milliards FCFA correspond aux transferts qui n'avaient pas encore été utilisés à la clôture de l'exercice.

Selon la SHT, un montant de 8,41 milliards FCFA a été reçu de l'État en mars 2023 pour la réalisation de dépenses demandées et financées par l'État, notamment la construction ou la réhabilitation :

- des hôpitaux de Laï, Faya, Bahai et Tiné,
- du centre de santé de Koudalwa.

Les dépenses engagées par la SHT au cours de l'exercice 2023 s'élèvent à 4,3 milliards FCFA.

Bien que le compte fasse apparaître un solde cumulé d'avances de 22,6 milliards FCFA à fin 2022, la SHT explique que le transfert reçu du Trésor au cours de l'année 2023 s'inscrit dans un contexte où ce compte contribue implicitement à financer une partie de son besoin en fonds de roulement (BFR), en attendant les régularisations finales.

➤ **Compte courant d'associé**

Le poste « Dettes à court terme – Associés, compte courant » s'élève à 28,5 milliards FCFA au 31 décembre 2023, contre 28,1 milliards FCFA en 2022, soit une hausse de 0,4 milliard FCFA.

Selon la SHT, ce poste comprend deux dettes distinctes :

1. Une dette de 6 milliards FCFA correspondant à une avance en compte courant destinée à couvrir des besoins de financement de la société. Sur ce montant, 410 millions FCFA ont été mobilisés en 2023 pour initier le rachat de la participation de PETRONAS, ce qui correspond au

financement avancé par l'État. Selon la SHT, le solde de l'opération n'a pas transité par le compte courant, mais a été pris en charge directement par le Trésor public et finalisé en 2024.

2. Une dette de 20,6 milliards FCFA envers SHT PCCL, correspondant à la valeur du brut appartenant à SHT PCCL mais utilisé par la SHT. Le mécanisme initial prévoit que la SHT utilise le produit de la vente du brut revenant à SHT PCCL pour rembourser les dettes de cette dernière. Ce compte est en attente de régularisation après l'apurement de la dette Glencore.

(f) Prêts et avances accordées à l'Etat

La SHT **n'a pas déclaré officiellement**, dans le cadre du processus ITIE, l'existence de prêts ou d'avances accordés à l'État. Toutefois, l'analyse des états financiers 2023 de la société fait apparaître plusieurs éléments laissant présumer l'existence de créances à caractère budgétaire, partiellement compensées par des dettes fiscales.

Désignation	2022 (en milliards de FCFA)	2023 (en milliards de FCFA)	Variation (en milliards de FCFA)
Etat et collectivités publique	4,52	4,99	0,47

- Prêt budgétaire ancien et mécanisme de compensation fiscale

Selon les explications fournies par la SHT dans le cadre des rapports ITIE antérieurs :

- Le poste "État et collectivités" correspond à un **prêt accordé au budget de l'État avant 2019**, pour couvrir le paiement des redevances ARSAT et la **distribution de l'IRCM**.
- Un mécanisme de compensation fiscale a été mis en place : les redevances fiscales dues par la SHT (2,9 Mds FCFA) ont été déduites de cette créance.
- Après compensation, le solde net **redevable par l'État à la SHT** s'élève à 1,6 milliard FCFA.

➤ **Accord de recouvrement avec l'État (2022)**

Le rapport de gestion de 2021 de la SHT mentionne qu'un accord de recouvrement de créances a été signé en mars 2022 entre la SHT et le Ministère des Finances :

- Montant total de la créance visée : 35 milliards FCFA ;
- **Engagement de paiement de l'État** : 30 millions USD, à verser en trois tranches de 10 millions USD (mars, avril et juin 2022) ;
- Aucune précision n'est fournie sur le montant effectivement perçu ni sur le solde restant dû à fin 2023.

(g) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers

La SHT assure, pour le compte de l'État tchadien, la gestion et la commercialisation des parts **d'hydrocarbures revenant à l'État**, notamment les redevances perçues en nature et la **part d'intérêt** pétrolier détenue via ses participations dans les contrats.

❖ Mandat de commercialisation

La République du Tchad a formellement autorisé la SHT à :

- négocier les conditions de vente du pétrole brut revenant à l'État ;
- conclure des contrats commerciaux, notamment avec Glencore Energy UK Ltd, partenaire principal pour l'achat et le préfinancement de ces volumes.

Le contrat signé avec Glencore en 2012 confère à cette dernière le droit **d'acheter, d'enlever et de payer** le brut livré par la SHT, selon les conditions négociées. La gestion de ces ventes est centralisée sur un compte séquestre ouvert chez Citibank, dédié au versement des recettes. Le détail de l'accord avec Glencore est présenté en section 4.2.1.2 ;

❖ Volumes commercialisés et traitement des recettes brutes

➤ Volumes effectivement enlevés en 2023

Les volumes suivants correspondent aux cargaisons effectivement enlevées entre janvier et décembre 2023, indépendamment de leur date d'encaissement. Ces données reflètent les flux physiques de commercialisation opérés par la SHT pour le compte de l'État et de ses filiales.

Indicateurs	2022	2023
Volume Parts de production revenant à l'État (bbl)	13 555 972	NC
Volume enlevé par la SHT (bbl)	12 540 933	14 719 494
<i>Enlèvements exportés</i>	<i>8 540 933</i>	<i>10 719 494</i>
<i>Enlèvements pour SRN</i>	<i>4 000 000</i>	<i>4 000 000</i>
Valeur brute des ventes (en millions USD)	991,021	1 007,013
<i>Valeur - Enlèvements exportés</i>	<i>803,621</i>	<i>819,613</i>
<i>Valeur - Enlèvements pour SRN</i>	<i>187,400</i>	<i>187,400</i>

Ces données sont détaillées à la [section 4.2.1](#) du présent rapport.

➤ Recettes effectivement recouvrées au cours de 2023

Les recettes ci-dessous correspondent aux flux financiers réellement encaissés au cours de 2023, indépendamment de la date des enlèvements. Elles incluent ainsi :

- le produit de la cargaison de décembre 2022, encaissé en janvier 2023,
- et excluent le produit de la cargaison de décembre 2023, qui sera encaissé en 2024.

Les montants recouverts sont d'abord affectés aux **priorités définies dans l'accord de préfinancement** Glencore pour les exportations via Glencore et aux opérations de SWAP pour les ventes à SRN, avant de constituer les recettes nettes revenant à l'État.

Les revenus nets recouvrés en 2023 ont atteint 293,8 millions USD (soit l'équivalent de 177,6 milliards de FCFA) dont le détail de calcul se présente comme suit :

En million USD	2022 ⁵¹	2023 ⁵²	Variation 22-23
Revenus de vente SRN -Recouvrés	-	-	-
Revenus de vente -Exports recouvrés ⁵³	736,5	817,0	80,5
Total recouvrement	736,5	817,0	80,5
Coûts de transport	-47,7	-62,8	-15,1
Coûts pétroliers/Cash Call	-71,3	-138,2	-66,9
Service de la dette Glencore	-356,7	-322,2	34,5
Total des coûts déduits	-475,8	-523,2	-47,4
Revenus nets	260,7	293,8	33,1

(h) Fiscalité

La SHT est soumise aux dispositions du Code général des impôts (CGI) et de la Loi sur les hydrocarbures. Pour l'exercice 2023, elle a déclaré avoir versé un montant total de 0,3 milliards FCFA au titre des impôts, taxes et contributions sociales, hors fiscalité pétrolière contractuelle.

Le détail par type de paiement est présenté ci-dessous :

Flux	2023
IRPP	348 785 396
Impôts sur les Sociétés (IS)	213 081 320
Taxe forfaitaire	150 731 216
Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	50 569 423
Contribution de la patente	43 115 714
Total	806 283 069

Bien que les paiements effectués **au titre de l'Impôt sur les Sociétés (IS)** en 2023 totalisent, selon la déclaration de la SHT, 0,2 milliards de FCFA ; les états financiers indiquent que, le compte IS présente un solde créditeur de 3,2 milliards FCFA avec un total de dettes fiscales de 6,7 milliards de FCFA.

(i) Dividendes

En 2023, **la SHT n'a pas déclaré de dividendes versés au Trésor public**, malgré un résultat net positif de 55,3 milliards FCFA.

Selon les états financiers, le solde de report à nouveau s'élève à 484,9 milliards FCFA, dont 248,6 milliards⁵⁴ proviennent de la radiation en 2020 de la participation dans SHT PCCL et des dettes y associées.

Aucun document ne précise les raisons de non-distribution, ni si une politique de distribution des bénéfices est en vigueur.

⁵¹ Formulaire de déclaration SHT 2022

⁵² Formulaire de déclaration SHT 2023

⁵³ Cf. Tableau 6 du présent rapport

⁵⁴ Source : Rapport ITIE 2020

(j) *Dépenses quasi budgétaires*

La SHT n'a pas déclaré de dépenses quasi budgétaires dans le cadre de sa déclaration ITIE 2023. Toutefois, l'analyse de ses états financiers et des **flux liés à la vente des parts de production de l'État** a permis d'identifier plusieurs opérations pouvant être assimilées à des dépenses quasi budgétaires, notamment en lien avec le remboursement de dettes de l'État et certaines subventions.

La description détaillée de ces dépenses, leur justification économique, et leur traitement au regard de l'exigence 6.2 de la Norme ITIE est présentée à la [section 6.2.2](#) du présent rapport.

(iv) Transactions avec les entreprises extractives

La SHT a été sollicitée pour déclarer l'ensemble des transactions financières entre la SHT et les entreprises extractives, selon une nomenclature standard incluant les transferts, financements, dividendes. Pour l'année 2023, les données disponibles se présentent comme suit :

Transactions avec les entreprises extractives		Montant
Transferts et financements octroyés		
(a)	Subvention	-
(b)	Prêts, avances et garanties	-
Transferts et financement reçus		
(c)	Dividendes	-
(d)	Revenus pétroliers	NA
(e)	Prêts, avances et garanties	-

(a) *Subventions*

La SHT n'a pas reporté de subventions octroyées à des entreprises extractives au titre de l'exercice 2023. Aucun versement de cette nature n'apparaît dans ses états financiers, ni dans sa déclaration ITIE.

(b) *Prêts, avances et garanties*

La SHT n'a pas déclaré, dans le cadre du processus ITIE 2023, de prêts, avances ou garanties octroyées ou reçues en 2023, ni d'encours rattachés à des opérations antérieures.

Cependant, l'analyse de ses états financiers fait apparaître l'existence d'une créance vis-à-vis de la **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)**, dont le détail est présenté ci-dessous :

	Solde au 31/12/2021 en FCFA ⁵⁵	Solde au 31/12/2022 en FCFA ⁵⁶	Solde au 31/12/2023 en FCFA ⁵⁷	Commentaire
Créances				
Créance liée à la participation dans la SRN	7 829 810 410	11 770 948 274	13 256 004 170	Montant versé par la SHT dans le cadre d'un compte courant d'actionnaire , correspondant à sa part (40 M EUR) dans l'avance convenue pour le démarrage de la raffinerie. ⁵⁸

⁵⁵ Etats financiers SHT, 2021

⁵⁶ Etats financiers SHT, 2022

⁵⁷ Etats financiers SHT, 2023

⁵⁸ Rapport ITIE 2018

Afin de mobiliser les fonds nécessaires au démarrage de la raffinerie, les actionnaires de la Société de **Raffinage de N'Djamena (SRN)** s'étaient engagés à apporter **100 millions d'euros** sous forme d'avances en **compte courant d'actionnaires**, dont **40 millions d'euros** pour le compte de la République du Tchad, représentée par la SHT.

Toutefois, selon le **Mémoire d'entente du 7 janvier 2018**, ce montant de 40 millions d'euros constitue en réalité un prêt accordé à la SHT pour couvrir sa participation au capital de la SRN. Ce même document indique que, à cette même date, le montant non encore libéré par la SHT s'élevait à **24 millions d'euros**, soit environ 28,8 millions USD.

(c) Dividendes

La SHT détient des participations directes dans le capital de plusieurs du secteur pétrolier, comme détaillé à la [section 2.6.1.2](#) du présent rapport.

Pour l'exercice 2023, la SHT a **indiqué n'avoir perçu aucun dividende**, bien que des montants aient été initialement attendus au titre de ses participations dans ces sociétés. Selon les précisions fournies par la SHT, cette situation s'explique par les perturbations institutionnelles et juridiques liées à la nationalisation des actifs d'Esso et au différend en cours avec Savannah Energy, qui ont retardé le versement des dividendes dus.

Ainsi, aucun encaissement effectif n'a été constaté au titre de 2023. Les dividendes relatifs à cet exercice ont été **rattrapés et payés au cours de l'année 2024**.

Tableau 31 Situation des dividendes issus des participations de la SHT

Dividendes en provenance de (en FCF)	2022	2023
COTCO	12 804 247 851	-
TOTCO	362 325 199	-
Total	13 166 573 050	-

(d) Revenus pétroliers

Les participations de la SHT dans les contrats pétroliers, décrites à la [section 2.6.1.2](#), sont détenues **pour le compte de l'État tchadien**. En conséquence, les revenus issus de ces participations ne sont pas comptabilisés comme revenus propres de la SHT.

Les volumes commercialisés de pétrole brut pour le compte de l'État sont versés sur un compte offshore à Citibank, avant d'être affectés :

- au Trésor public,
- et aux régions productrices.

La [section 4.2.1](#) du rapport fournit une description détaillée des revenus en nature collectés et commercialisés par la SHT pour le compte de l'État.

(e) Transactions avec les entreprises extractives – Prêts, avances et garanties

La SHT a été sollicitée de reporter toutes les transactions se rapportant aux transferts effectués à des entreprises extractives sous formes de prêts ou de garanties. Aucune donnée n'a été reportée pour l'année 2023.

2.6.1.3.3. SHT PCCL

(i) Historique et structure initiale

En 2014, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a acquis la participation de 25 % détenue par Chevron dans le **consortium d'exploitation des champs pétroliers de Doba** (opérés alors par Esso Tchad).

L'acquisition a été financée par un prêt commercial contracté auprès de Glencore, avec la garantie **souveraine de l'État tchadien**.

Pour loger cette participation, la SHT a repris les véhicules autrefois détenus par Chevron à l'étranger :

- SHT Petroleum Chad Holdings (Bermuda), détenue à 100 % par la SHT (Tchad) ;
- et sa succursale, SHT Petroleum Chad Company Limited (SHT PCCL), également domiciliée aux Bermudes, à travers laquelle transitaient les flux liés à la participation de Doba.

Ces entités géraient notamment la part de production (25 %) provenant du projet Doba.

(ii) Structure juridique actuelle et rattachement incertain

Malgré cette radiation comptable, SHT PCCL demeure, sur le plan juridique, une succursale de SHT Petroleum Chad Holdings (Bermuda), elle-même détenue à 100 % par la SHT (Tchad).

Toutefois, le rattachement formel de ces entités n'est plus clairement établi : les états financiers 2022 de SHT PCCL la décrivent comme une succursale, ne disposant pas de comptes propres ni d'organes de gestion distincts.

Selon les informations communiquées par la SHT, la propriété juridique de SHT PCCL et de SHT Holdings reste détenue par la SHT.

Cependant, les actifs de SHT PCCL sont aujourd'hui **administrés pour le compte de l'État**, ce qui crée un décalage entre la situation juridique, comptable et économique.

Cette ambiguïté constitue un obstacle à l'identification de la chaîne de responsabilité sur les flux générés, l'application de normes de gouvernance (audits, comptes consolidés, Organes de gestion) et la **vérification de la remontée de valeur vers la SHT ou l'État**.

(iii) Analyse des indicateurs financiers de la SHT PCCL

La SHT PCCL n'a pas soumis de déclaration à l'ITIE et n'a pas arrêté ses états financiers pour l'exercice 2023. Cette situation s'explique principalement par les perturbations liées à la nationalisation des actifs d'Esso, au différend avec Savannah, ainsi qu'à l'absence de système SAP fonctionnel lors de la reprise par TPC (Tchad Petroleum Company).

Selon les derniers états financiers disponibles (exercice 2022), présentés sous la forme de comptes de succursale, SHT PCCL ne dispose pas d'une personnalité juridique propre.

L'absence de publication des états de SHT Petroleum Chad Holdings (Bermuda) empêche toute vision consolidée du périmètre économique du groupe SHT et limite la traçabilité des flux intra-groupe entre la SHT (Tchad), la holding et la succursale.

Selon les données extraites du Document de Synthèse Financière (DSF) de la SHT pour l'exercice 2022, les principaux indicateurs financiers de SHT PCCL se présentent comme suit :

Indicateurs financiers (en millions USD)	2021	2022	2023
Résultat d'exploitation (EBIT)	34,78	115,50	n/c

Indicateurs financiers (en millions USD)	2021	2022	2023
Résultat Net (Net Income)	29,20	41,57	n/c
Chiffres d'affaires	121,59	212,18	n/c
Capitaux Propres (Equity)	29,20	41,57	n/c
Emprunts et dettes financières	-	-	n/c
Trésorerie disponible fin de période	-	-	n/c
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	-	-	n/c
Flux de trésorerie des activités d'investissement	-	-	n/c
Flux de trésorerie des activités de financement	-	-	n/c
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	-	-	n/c

(iv) Transactions et relation financière avec l'Etat

❖ Radiation comptable de la participation

Depuis l'exercice 2020, la SHT a procédé à la radiation de sa participation dans SHT PCCL / SHT Petroleum Chad Holdings de ses états financiers, **sans qu'aucune justification officielle n'ait été communiquée**.

À ce jour, aucune information publique ne permet de préciser :

- le motif exact de cette radiation (cession, transfert à l'État, dépréciation ou reclassement comptable) ;
- le traitement comptable et juridique appliqué à cette opération ;
- ni la destination actuelle des titres de participation concernés.

En conséquence, SHT PCCL / SHT Petroleum Chad Holdings ne figurent plus :

- dans les états financiers publiés par la SHT ;
- ni dans les **situations de participations de l'État** diffusées par la DGTCP.

Jusqu'en 2019, la participation de la SHT dans SHT PCCL était inscrite à l'actif de son bilan pour une valeur de 589,6 milliards FCFA. En 2020, cette participation a été radiée simultanément à l'extinction des passifs correspondants, comprenant notamment :

- 677,5 milliards FCFA relatifs au financement contracté auprès de Glencore ;
- 408,8 milliards FCFA au titre du **compte courant d'associé** lié à SHT PCCL.

Aucune communication officielle n'a, à ce jour, permis d'éclairer le sort juridique et économique de cette participation, ni de confirmer son **éventuel transfert à l'État ou à une autre entité publique**.

❖ Dettes et avances

La SHT PCCL **n'a pas soumis de déclaration ITIE** pour l'exercice 2023. De même, le Trésor public et les régies financières concernées **n'ont pas reporté** de transaction réciproque avec cette entité.

Les derniers états financiers disponibles de 2022 de SHT PCCL font toutefois apparaître un poste « Autres dettes associées » de 1,19 milliard USD (contre 2,35 milliards USD en 2021). Aucun détail n'a été fourni sur la nature ou les contreparties de ces montants.

❖ Transferts à l'Etat

Selon les données communiquées par la SHT, les enlèvements opérés en 2023 par la SHT au titre des parts de SHT PCCL ont totalisé 1 995 102 barils (contre 1 898 945 barils en 2022), pour une valeur de 160,75 millions USD (contre 212,18 millions en 2022).

Date d'Enlèvement	REF Cargaison	Expéditeur	Conсор.	Différentiel /Dated Brent en USD	Prix de vente/bbl en USD	Volume en bbl	Valeur en USD	Pays de destination
06/02/2023	942	SHT	EEPCI	-5,75	76,887	997 216	76 672 956	Allemagne
18/08/2023	970	SHT	EEPCI	-1,3	84,253	997 886	84 074 908	Malaysia
Total						1 995 102	160 747 864	

Contrairement aux parts de production revenant directement à l'État, les revenus des parts détenues par SHT PCCL sont comptabilisés dans les produits de la succursale.

Toutefois, sur le plan opérationnel et financier, les revenus et les coûts associés aux parts de production de la SHT PCCL suivent le même circuit de gestion que ceux afférents aux parts de la SHT. Les recettes issues de la commercialisation du pétrole brut sont encaissées sur le compte séquestre offshore ouvert par la SHT auprès de Citibank à Londres. Conformément aux accords en vigueur, ces ressources sont affectées de manière prioritaire aux opérations suivantes :

1. la couverture des coûts pétroliers et des coûts de transport ;
2. le remboursement de la dette contractée auprès de Glencore ;
3. le transfert du solde net vers le compte du Trésor public logé à la BEAC, avant son intégration au budget de l'État.

Ainsi, bien qu'une comptabilité distincte soit tenue pour la SHT PCCL, l'ensemble des revenus pétroliers générés par ses parts de production est, in fine, reversé au Trésor public, dans le cadre d'un mécanisme centralisé de gestion et de priorisation des flux financiers.

Pour l'exercice 2023, la valeur totale des enlèvements correspondant aux parts de production de la SHT PCCL, reversée sur le compte séquestre, s'est élevée à 160,75 millions USD. Toutefois, le détail des coûts de transport et des coûts pétroliers (cash calls) n'a été communiqué que pour la première cargaison. En conséquence, il n'a pas été possible de déterminer de manière exhaustive le montant net effectivement transféré à l'État pour l'ensemble des enlèvements de l'exercice.

Le tableau ci-dessous présente le détail de ces flux par enlèvement.

Tableau 32 **Détail des transferts à l'État – Parts SHT PCCL (2023)**

Quantités (bbl)	Valeur (USD)	Coûts de transport (USD)	Cash call / Coûts pétroliers (USD)	Montant net transféré (USD)
997 216,12	76 672 956	14 982 843	17 615 451	44 074 662
997 886,22	84 074 908	NC	NC	NC
Total	160 747 864	NC	NC	NC

(v) Transactions avec les entreprises extractives

La SHT PCCL n'a pas soumis de déclaration ITIE pour l'exercice 2023 et **n'a pas communiqué ses états financiers**, ce qui ne permet pas de confirmer la nature ou l'étendue d'éventuelles opérations interentreprises.

SHT PCCL avait été sollicitée pour déclarer toutes les transactions relatives à des transferts, prêts ou garanties accordées à des entreprises extractives.

Aucune information n'a été reportée par la SHT ni par SHT PCCL pour l'année 2023.

L'analyse des derniers états financiers disponibles (2022) n'a par ailleurs révélé aucune transaction de ce type.

2.6.1.3.4. SHT DOBA

(i) Origine et rôle de l'entité

La SHT DOBA est associée à la participation acquise par la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) dans les actifs pétroliers du bassin de Doba, à la suite de l'acquisition, en 2023, de 35 % des intérêts détenus par PETRONAS dans les champs opérés par la TPC (ex-Esso). Cette entité est identifiée dans le cadre des déclarations ITIE comme le véhicule de portage de cette participation au sein du périmètre de la SHT.

(ii) Statut juridique et rattachement institutionnel

SHT DOBA figure parmi les participations déclarées par la SHT dans le cadre de l'ITIE. Toutefois, à la date d'élaboration du présent rapport, aucune information détaillée n'a été communiquée concernant :

- son statut juridique précis (forme sociale, date de constitution, lieu d'immatriculation) ;
- ses organes de gouvernance ;
- ni l'existence d'états financiers propres.

Par ailleurs, l'examen des états financiers de la SHT arrêtés au 31 décembre 2023 montre que la participation relative à **SHT DOBA n'y figure pas**.

Cette absence de retracement comptable ne permet pas de confirmer le traitement comptable retenu pour cette participation ni d'établir avec certitude son rattachement institutionnel effectif au sein du périmètre consolidé de la SHT.

(iii) Relations financières avec l'État et circuit des flux

Les flux de production et de revenus associés à la participation portée par SHT DOBA sont gérés dans le cadre du dispositif centralisé de commercialisation du brut mis en place par la SHT.

En 2023, deux cargaisons ont été identifiées au titre des parts associées à SHT DOBA, pour un volume total d'environ 1,90 million de barils, correspondant à une valeur estimée à 152,64 millions USD. Ces cargaisons ont fait l'objet de traitements distincts, comme présenté ci-dessous.

Tableau 33 Cargaisons associées à SHT DOBA – Exercice 2023

Cargaison	Quantités (bbl)	Valeur (USD)	Affectation	Cash call / Coûts pétroliers (USD)	Coûts de transport (USD)
962	951 790	67 827 412	Versé dans le compte de trésor pour la contrevaletur de 39,8 Mds FCFA	NC	NC

Cargaison	Quantités (bbl)	Valeur (USD)	Affectation	Cash call / Coûts pétroliers (USD)	Coûts de transport (USD)
977	950 798	84 813 118	Versé sur le compte séquestre Citibank	NC	NC
	Total	152 640 531		NC	NC

NC : Non communiqué.

La première cargaison (n°962) a été encaissée directement dans le compte du Trésor au mois de juillet 2023.

La seconde cargaison (n°977), en revanche, a été encaissée sur le compte séquestre Citibank, conformément au circuit habituel de commercialisation des parts publiques. Conformément aux accords en vigueur, les ressources correspondantes ont été affectées en priorité :

1. au remboursement de la dette contractée dans le cadre des financements adossés au pétrole;
2. puis, le cas échéant, au transfert du solde net au Trésor public.

Toutefois, en l'absence de données détaillées relatives aux coûts de transport, aux coûts pétroliers (cash calls) et aux montants effectivement transférés, il n'a pas été possible de déterminer avec précision la part finale revenue au Trésor public au titre de cette cargaison.

2.6.1.3.5. Tchad Petroleum Company (TPC)

(i) Création et statut juridique

La Tchad Petroleum Company (TPC S.A.) a été créée par la Loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023, promulguée par le Président de la République de Transition. Cette loi intervient dans le prolongement de la Loi n°003/PT/2023 du 31 mars 2023, qui a nationalisé les actifs, droits et obligations de Esso Exploration and Production Chad Inc. (EEPCI) et de Esso Pipeline Investment Limited (EPIL), transférés intégralement à **l'État tchadien**.

Conformément à l'article 1er de la loi, TPC S.A. est une société anonyme de droit tchadien, dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie de gestion administrative et financière (article 4).

Elle est **détenue à 100 % par l'État tchadien**. Son objet social (article 2) est la gestion, la détention et la valorisation des actifs et droits nationalisés, ainsi que l'exercice de toutes activités connexes liées à leur exploitation.

La loi prévoit que **l'intégralité des actifs, droits et obligations transférées à l'État** au titre de la loi n°003/PT/2023 est affectée à TPC dès sa constitution (article 3). Les statuts, le montant du capital social et la date de constitution de la société sont fixés par décret pris en Conseil des ministres (article 8).

(ii) Règles statutaires

Pour l'année 2023, le cadre juridique, comptable et de gouvernance de la TPC se résume comme suit :

Cadre juridique

- Loi n°003/PT/2023 du 31 mars 2023, portant nationalisation de tous les actifs et droits des sociétés *Esso Exploration and Production Chad Inc.* et *Esso Pipeline Investment Limited* ;
- Loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023, portant création d'une société anonyme dénommée *Tchad Petroleum Company (TPC)* ;
- Décret n°2653/PT/PM/MHE/2023, abrogeant et remplaçant le décret n°0782/PT/PM/MHE/2023 et fixant les statuts de la TPC ;

	• Actes uniformes de l'OHADA relatifs au droit des sociétés commerciales et du groupement d'intérêt économique.
Forme	Société anonyme avec conseil d'administration (S.A.) , dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie de gestion administrative et financière (article 1 du décret n°2653/PT/PM/MHE/2023)
Tutelle	La TPC est placée sous la tutelle du Ministère des Hydrocarbures et de l'Énergie (MHE). Elle demeure une entreprise publique détenue à 100 % par l'État tchadien .
Capital	• Le capital initial de la TPC est fixé à dix (10) milliards de FCFA, divisé en 100 000 actions d'une valeur nominale de 100 000 FCFA chacune (article 7 du décret). • Ce capital est libéré par l'État tchadien, unique actionnaire. • Il peut être augmenté de la valeur des actifs et droits nationalisés transférés à la TPC en vertu de la Loi n°003/PT/2023, déduction faite des charges y afférentes, sur la base du rapport d'un commissaire aux apports.
Mandat	Selon l'article 3 du décret n°2653/PT/PM/MHE/2023, la TPC a pour objet : • la prospection, la recherche, le développement, la production et le transport des hydrocarbures liquides et gazeux ; • le raffinage, le stockage et la distribution de produits pétroliers ; • la gestion ou l'exploitation des systèmes de transport d'hydrocarbures et de produits finis ; • la commercialisation du brut et des produits dérivés ; • la formation et la promotion du personnel national ; • la réalisation d'études techniques et économiques ; • la participation dans des sociétés ou joint-ventures ; • et plus généralement, toutes activités nécessaires à la valorisation des actifs nationalisés.
Financement, subventions et transferts de l'Etat	• Les ressources de la TPC proviennent de l'exploitation pétrolière, des prestations de service, de la cession d'actifs, des emprunts, des prêts et des dividendes éventuels. • La société couvre ses charges et investissements sur ses propres ressources (article 6 de la loi n°009/PT/2023). • L'État peut, en cas de besoin, lui accorder des financements via la loi de finances ou en vertu d'une subvention dont les conditions sont fixées par des conventions passées avec la société ressources (article 6 de la loi n°009/PT/2023). • La TPC peut recevoir des dons et legs de l'État (terrains, équipements, infrastructures) nécessaires à sa mission, exonérés de droits et taxes (Art.37.)
Composition et nomination du Conseil d'administration	Composition : Conformément aux articles 17 à 20 : • Le Conseil d'administration est composé de 3 à 12 membres, personnes physiques ou morales, nommées par décret. • Il comprend notamment : - un représentant du Secrétariat général du Gouvernement, - le Directeur général de la société, - un représentant du MHE, - un représentant du Ministère des Finances, - un représentant du Ministère de l'Environnement, - deux conseillers (Présidence et Primature), - et deux personnalités qualifiées pour leurs compétences professionnelles. • Le Président du Conseil d'administration (PCA) est nommé par décret présidentiel (art. 18).

	Le Conseil se réunit au moins deux fois par an (art. 19) et délibère sur les budgets, les comptes et la stratégie. Critères de sélection : aucune disposition ne précise les critères de compétence, d'indépendance ou d'expérience professionnelle des administrateurs. Durée du mandat : non précisée dans les textes, créant une incertitude sur la durée, le renouvellement ou la révocation. Comités spécialisés : le décret ne prévoit aucun comité d'audit, de risques ou de rémunération, contrairement aux bonnes pratiques (OCDE).
Assemblée générale	Lorsque l'État est l'unique actionnaire, les fonctions d'Assemblée générale sont exercées par : - le Secrétaire général de la Présidence de la République (voix prépondérante) ; - le Ministre en charge du pétrole ; - le Ministre des Finances ; - le Ministre de l'Environnement ; - et le Ministre Secrétaire général du Gouvernement. Les décisions sont prises à l'unanimité.
Fiscalité	- La TPC est soumise au régime fiscal pétrolier applicable aux sociétés d'exploitation d'hydrocarbures. - Elle ne bénéficie d'aucune exonération fiscale particulière, en dehors des avantages prévus par la réglementation en vigueur.
Distribution des résultats et rétention des bénéfices	- Le bénéfice net est déterminé après déduction des charges, amortissements et provisions. - Une réserve légale obligatoire de 10 % du bénéfice net est constituée chaque année jusqu'à atteindre 20 % du capital social. - L'Assemblée générale peut décider de conserver tout ou partie du bénéfice pour financer les investissements ou consolider la trésorerie. - Des prélèvements peuvent également être effectués sur des réserves facultatives pour distribution.
Prise de décisions financières et investissements	- Le Conseil d'administration (art. 17-20) approuve les budgets, investissements, emprunts, cessions d'actifs et partenariats stratégiques. - La Direction générale exécute les décisions du Conseil et gère les opérations financières courantes (art. 22-24). - L'Assemblée générale approuve les comptes et les affectations de résultats (art. 30). - Elle peut ouvrir des comptes en devises au Tchad et à l'étranger (art. 34) et se financer par ses revenus d'exploitation, emprunts, avances ou subventions de l'État
Arrêté et audit des comptes	- La société tient une comptabilité conforme à l'Acte uniforme OHADA et aux principes comptables pétroliers internationaux (art. 29). - Les états financiers sont établis par le Conseil d'administration et transmis au commissaire aux comptes 45 jours avant l'Assemblée générale (art. 29). - Aucun mécanisme de publication publique des budgets et rapports financiers n'est prévu.
Suivi de la situation financière	La situation financière ainsi que la situation d'endettement de la société ne font pas l'objet d'un rapport de suivi tel que requis par les dispositions de l'arrêté n° 242/MFB/SG/DGT/2011 portant organisation et fixant les missions de la DGTCP.

Passation des marchés	- Les contrats pétroliers et d'investissement ne sont pas soumis au Code des marchés publics, mais à des procédures internes validées par le Conseil d'administration (art. 36). - Les politiques et procédures de passation de marché ne sont pas rendues publique
Code de conduite et dispositif anticorruption	Avant 2025, la TPC ne disposait d'aucun code de conduite ni de procédure interne de prévention des conflits d'intérêts, les dirigeants étant soumis uniquement aux dispositions de l'Acte uniforme OHADA. Depuis février 2025, la société s'est dotée d'un Code de conduite des affaires, premier cadre interne d'éthique et de gouvernance, bien qu'aucune politique anticorruption ni déclaration de patrimoine ne soit encore formalisée.

(iii)

(iv) Analyse des indicateurs financiers de la TPC

Les Déclarations Statistiques et Fiscales (DSF) de TPC ne présentent que le bilan et l'état de résultat pour l'exercice 2023, premier exercice complet d'activité de la société. Sur cette base limitée, les principaux agrégats financiers reconstitués sont les suivants :

Indicateurs financiers	Solde d'ouverture en 2023 (en milliards de FCFA)	31/12/2023 (en milliards de FCFA)	Variation en %
Résultat d'exploitation (a)	-	51,80	51,80
Résultat Net (b)	-	20,23	20,23
Chiffres d'affaires (g)	-	102,35	102,35
Marge Commerciale (f)	-	113,89	113,89
Capitaux Propres (c)	10 (*)	30,23	20,23
Total des Créances (h)	-	57,52	57,52
Emprunts et dettes financières (d)	-	-	-
Trésorerie disponible (e)	1,95	32,48	30,53
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	N/a	N/c	N/c
Flux de trésorerie des activités d'investissement	N/a	N/c	N/c
Flux de trésorerie des activités de financement	N/a	N/c	N/c
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	N/a	-	-
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	N/a	1,71	1,71
Rentabilité financière [(b)/(c)]	N/a	0,67	0,67
Part des ventes à crédit [(h)/(g)]	N/a	0,56	0,56

(*) Libéré à hauteur de 25% selon le PV de l'assemblée Générale Constitutive de la société

(e) Distribution des résultats

TPC enregistre en 2023 :

- un résultat net de 20,23 Mds FCFA,
- une trésorerie de 32,48 Mds FCFA,
- des capitaux propres portés à 30,23 Mds FCFA (dont seulement 25 % libérés à la création).

L'exercice 2023 constitue la première année complète d'activité de TPC. Les résultats dégagés ne peuvent donner lieu à une distribution qu'en 2024, après approbation des comptes, conformément aux règles de gestion des entreprises publiques.

(v) Transactions & relation financière avec l'Etat

Les formulaires ITIE ont été transmis à la TPC et à la DGTCP pour documenter les transactions État-entreprise. Cependant, **la DGTCP n'a pas transmis sa déclaration**. L'analyse repose donc uniquement sur:

- la déclaration de la TPC,
- ses états financiers audités,
- et les données ITIE relatives aux paiements fiscaux et non fiscaux.

Les autres flux avec l'État (subventions, apports, avances, transferts) ont été reconstitués à partir des informations disponibles, sans confirmation des entités publiques.

	Transferts par/pour TPC	Déclaration initiale TPC	Déclaration après ajustements de l'AI ⁵⁹
Transferts et financements reçus de l'Etat			
(a)	Subvention d'investissement	-	-
(b)	Subvention d'exploitation	-	-
(c)	Injection de capitaux	2,5 milliards de FCFA	2,5 milliards de FCFA
(d)	Prêts et avances reçus	-	-
Transferts au profit de l'Etat			
(e)	Prêts et avances accordés	-	-
(f)	Fiscalité	22,4 milliards FCFA	22,4 millions USD
(g)	Dividendes	-	-
(h)	Dépenses quasi budgétaires	-	191,9 millions FCFA
(i)	Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers	-	N/A

(a) Subvention d'investissement

La TPC **n'a pas déclaré** avoir reçu de subvention d'investissement de la part de l'État au titre de l'exercice 2023. Cette information est confirmée par les états financiers audités de la société, qui **n'enregistrent** aucune subvention de cette nature au cours de l'année.

(b) Subvention d'exploitation

La TPC **n'a pas déclaré** avoir reçu de subvention d'exploitation de la part de l'État au titre de l'exercice 2023. Cette information est confirmée par les états financiers audités de la société, qui **n'enregistrent** aucune subvention de cette nature au cours de l'année.

(c) Injection de capitaux

La Tchad Petroleum Company (TPC S.A.), créée par la Loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023, a bénéficié en 2023 d'une **libération partielle de son capital social par l'État**, à hauteur de 2,5 milliards FCFA, correspondant au quart du capital. Cette information, bien que non explicitement détaillée dans les états financiers, est confirmée par le **procès-verbal de l'Assemblée Générale Constitutive du 18 mai 2023**, avec lequel elle est cohérente.

(d) Prêts et avances reçus

⁵⁹ DSF-TPC pour l'exercice clos au 31 décembre 2023 sauf indication contraire

Selon le formulaire de déclaration de la TPC, aucun prêt ou avance reçu de l'Etat n'a été enregistré. Cette information est confirmée par les états financiers audités de la société qui n'enregistrent aucun emprunt ou avance reçu par la TPC.

(e) Prêts et avances accordées

Selon le formulaire de déclaration de la TPC, aucun prêt ni avance accordée **à l'État** n'a été enregistré en 2023. Toutefois, l'examen des états financiers audités fait apparaître 18,9 milliards FCFA de créances.

En l'absence de notes annexes détaillées, il n'est pas possible de déterminer si une partie de ces montants correspond à des prêts, avances ou facilités financières accordés à l'État. La confirmation de ces transactions reste donc non documentée.

(f) Fiscalité

Le détail des paiements fiscaux de la TPC au titre de 2023 tel que reporté par la DGI se présente comme suit :

Flux	Montants
Impôt sur les Sociétés (IS)	20 924 061 216
IRPP	1 479 301 149
Contribution de l'ONASA (FIR)	22 240
	22 403 384 605

(g) Dividendes

La société TPC ayant été créée en 2023, les dividendes issus du résultat de cet exercice ne peuvent être versés au Trésor public qu'à compter de l'exercice 2024.

(h) Dépenses quasi budgétaires

La TPC a déclaré des dépenses d'un montant de 191,9 millions FCFA, qui ont été classées parmi les dépenses quasi budgétaires. Le détail de ces dépenses est présenté à la section 6.3.1.5 du présent rapport.

(i) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers

TPC n'a effectué aucun transfert au titre de la commercialisation des parts de l'État en 2023, car elle n'a reçu aucun mandat pour vendre le brut revenant à l'État. La société a uniquement commercialisé sa propre production issue des actifs nationalisés, dont les recettes sont intégrées dans son chiffre d'affaires. En conséquence, aucun flux financier n'a été déclaré à ce titre dans le reporting ITIE 2023.

(vi) Transactions avec les entreprises extractives

Selon la déclaration de la TPC, aucun prêt, avance, subvention ou garantie n'a été accordé ou reçu en 2023 de la part d'entreprises extractives.

2.6.1.4. Autres sociétés à participations publiques

2.6.1.4.1. Participation dans la société de raffinage de N'Djamena (SRN)

(i) Nature et structure juridique

La Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) est une société anonyme de droit tchadien, détenue à :

- 60 % par CNPC International ;
- 40 % par l'État tchadien, à travers la SHT.

(ii) Historique du projet et financement⁶⁰

La SRN a été créée en 2007 dans le cadre d'un contrat de consortium signé à Pékin entre l'État tchadien et CNPCI Ltd.

En 2009, un accord de financement de 330 millions USD a été conclu avec China EximBank, réparti comme suit :

- Garantie CNPC : 60 % ;
- Garantie souveraine de la SHT : 40 %, adossée aux parts dans SRN.

Le prêt a été restructuré en avril 2017 après la crise de la dette publique. Le projet comportait :

- la construction d'une raffinerie à Djarmaya (capacité initiale de 20 000 b/j) ;
- et la construction d'un oléoduc de 311 km entre les champs de Rônier/Mimosa et Djarmaya.

(iii) Régime fiscal applicable

La **convention d'établissement⁶¹** accorde à la CNPC, à la SRN et à leurs sous-traitants une série d'exonérations fiscales, dont :

- Exonération d'IS pendant 10 ans ;
- Exonération de TVA sur construction/extension ;
- Exonérations des droits de douane, de la patente, de la taxe forfaitaire, etc.

Le gouvernement s'est également engagé à :

- fournir un apport en numéraire de sa participation au capital
- garantir un TRI minimum de 12 % ;
- fournir l'infrastructure de distribution entre la raffinerie et la centrale électrique ;
- attribuer à CNPC les permis d'exploration sur divers champs (Sedigui, Mimosa, Prosopis, Baobab, etc.).

(iv) Paiements au profit de l'État

Selon les données officielles, les **paiements effectués par la SRN au titre de l'année 2023** s'élèvent à 128,65 milliards FCFA, comme détaillé dans la section 4.4.3 du présent rapport.

⁶⁰ [AIDDATA](#)

⁶¹ [Rapport de cadrage ITIE Tchad 2014](#)

(v) Approvisionnement de la SRN en brut local

Un **mémoire d'entente** signé le 7 janvier 2018 prévoit l'approvisionnement de la SRN en brut local sur la période 2018-2023 à un prix fixe de 46,85 USD/baril, dans les limites de 3,8 à 4,3 millions de barils par an.

- Les volumes sont prélevés prioritairement sur la redevance en nature et la **part d'Interest-Oil** de l'État (via la SHT) dans le consortium CNPCI.
- En contrepartie, la SRN reverse à l'État une compensation représentant 60 % de la différence entre le cours international et le prix contractuel.

En 2023 :

- 4 millions de barils⁶² ont été livrés à la SRN ;
- Pour une valeur totale de 187,4 millions USD.

Les modalités de règlement de ces livraisons sont détaillées en [section 4.3.3](#) du présent rapport.

2.6.1.4.2. Participation dans la société de transport TOTCO

La Tchad Oil Transportation Company (TOTCO) est une société de droit tchadien chargée de la gestion du segment national de l'oléoduc d'exportation du pétrole brut reliant les champs de Doba au terminal de Komé.

Initialement créée dans le cadre du **projet d'oléoduc Tchad-Cameroun**, TOTCO assurait le transport du brut produit par le consortium dirigé par *Esso Exploration and Production Chad Inc.* (EEPCI). Depuis la nationalisation de mars 2023, l'oléoduc est utilisé pour **l'ensemble des bruts produits sur le territoire tchadien**, sous supervision étatique.

Évolution du capital et structure de propriété

En 2023, la structure de propriété de TOTCO a été profondément modifiée à la suite de deux opérations majeures :

1. **Nationalisation des actifs d'Esso (mars 2023)**

- En application de la Loi n°003/PT/2023 du 31 mars 2023 et de la Loi n°009/PT/2023 du 28 avril 2023, les actifs et droits d'Esso Exploration and Production Chad Inc. et d'Esso Pipeline Investments Ltd ont été **transférés à l'État tchadien**, puis confiés à la Tchad Petroleum Company (TPC) nouvellement créée.
- Cette opération a entraîné le transfert de la **participation d'Esso Pipeline Investments Ltd** (40,19 %) dans TOTCO à la TPC.

2. **Acquisition des actifs de Petronas (mai 2023)**

- Le 25 mai 2023, le Gouvernement tchadien a annoncé la **finalisation de l'acquisition** par la SHT des actifs de Petronas Carigali Chad Exploration & Production Inc. (PCCEPI).
- L'accord initial, signé le 12 décembre 2022, portait sur le transfert à la SHT :
 - des intérêts de PCCEPI dans le consortium exploitant les champs pétroliers de Doba ;

⁶² Formulaires de déclaration SRN

- ainsi que dans les sociétés TOTCO et COTCO, gestionnaires de l'oléoduc Tchad-Cameroun.

- Cette acquisition a été approuvée et finalisée en 2023.

Structure du capital au 31 décembre 2023

La structure du capital de la société TOTCO au 31 décembre 2023 se présente comme suit :

Tableau 34 Structure du capital de la société TOTCO

Actionnaires	31/12/2022 ⁶³	31/12/2023 ⁶⁴
Esso Pipeline Investments Ltd	40,19%	-
Tchad Petroleum Company (TPC)		40,19%
Doba Pipeline Investment Inc. (PETRONAS)	30,15%	-
SHT Doba Pipeline Investment Inc (SHT)		30,15%
SHT Overseas Petroleum (Chad) Limited (SHT)	21,54%	21,54%
Etat-Tchad	8,12%	8,12%

Depuis 2023, TOTCO est intégralement contrôlée par l'État tchadien, à travers ses entités publiques SHT, SHT Overseas Petroleum, SHT Doba Pipeline Investment Inc. et TPC.

Statut juridique et cadre institutionnel

TOTCO est une société de droit tchadien, régie exclusivement par les **Actes uniformes de l'OHADA** sur le droit des sociétés commerciales. Contrairement à la SHT et à la TPC, TOTCO ne dispose pas de loi ou de décret spécifique fixant son statut de société publique.

En 2023, le Tchad **ne disposait pas encore d'un cadre transversal** fixant les principes de gouvernance et de contrôle des sociétés d'État. Ce vide juridique n'a été comblé qu'en 2024, avec l'adoption de la Loi portant régime général des entreprises à capitaux publics, qui introduit pour la première fois un cadre commun applicable à toutes les sociétés détenues par l'État.

Ainsi, pour l'année 2023, le statut juridique de TOTCO demeure hybride :

- de jure, elle relève du droit privé OHADA, au même titre qu'une société commerciale classique ;
- de facto, elle fonctionne comme une entreprise publique stratégique, intégrée au périmètre **économique et patrimonial de l'État** à travers la SHT et la TPC.

Droits et obligations rattachés aux participations

À la suite de la nationalisation des actifs d'Esso et de l'acquisition de ceux de Petronas en 2023, les participations détenues dans TOTCO par la SHT, la TPC et l'État tchadien sont désormais intégralement libérées et 100 % publiques.

Ces participations confèrent :

- un droit aux dividendes proportionnel à la part détenue ;
- et l'obligation de contribuer aux coûts d'exploitation et d'entretien de l'oléoduc selon la quote-part respective.

⁶³ Rapport ITIE 2022

⁶⁴ Déclaration SHT 2023

Dividendes

Aucune distribution de dividendes n'a été enregistrée en 2023. Le détail des dividendes figure à la [section 4.4.1](#) du présent rapport.

2.6.1.4.3. Participation dans la société de transport COTCO

La Cameroon Oil Transportation Company (COTCO) est la société chargée de la gestion du segment **camerounais de l'oléoduc Tchad-Cameroun**, qui transporte le brut tchadien depuis le territoire national jusqu'au terminal maritime de Kribi, pour chargement et exportation internationale.

COTCO est une société de droit camerounais, régie par les textes OHADA et les lois camerounaises, et n'est donc **pas soumise à l'impôt au Tchad**. Elle constitue l'entité sœur de TOTCO, en charge du segment tchadien du même oléoduc.

Évolution du capital en 2023

L'année 2023 a été marquée par deux opérations majeures affectant la structure de l'actionnariat :

- la **nationalisation des actifs d'Esso** par la Loi n°003/PT/2023 du 31 mars 2023, puis leur transfert à la Tchad Petroleum Company (TPC) ;
- et la finalisation, le 25 mai 2023, de l'acquisition par la SHT des actifs de Petronas Carigali Chad Exploration & Production Inc. (PCCEPI), incluant sa participation dans COTCO.

Ces deux opérations ont permis au Tchad de reprendre le contrôle dans le système de transport du brut, aussi bien côté tchadien (TOTCO) que camerounais (COTCO).

Structure du capital au 31 décembre 2023

La structure du capital de la société COTCO au 31 décembre 2023 se présente comme suit :

Tableau 35 Structure du capital de la société COTCO en 2023

Actionnaires	2022 ⁶⁵	2023 ⁶⁶
EXXON MOBIL CORPORATION/ESSO	41,06%	-
TCHAD PETROLEUM COMPANY SA (TPC)		41,06%
Doba Pipeline Investment Inc/PETRONAS	29,77%	-
SHT DOBA PIPELINE INVESTMENT INC	-	29,77%
SOCIETE NATIONALE DES HYDROCARBURES (Cameroun)	5,17%	5,17%
SHT/SHT Overseas Petroleum (Cameron) Limited	21,26%	21,26%
Etat-Tchad	2,74%	2,74%

Depuis 2023, le capital de COTCO est majoritairement détenu par des entités publiques tchadiennes (TPC, SHT et ses filiales), représentant plus de 94 % du capital, le solde étant détenu par la Société Nationale des Hydrocarbures du Cameroun (SNH).

Statut juridique et cadre institutionnel

COTCO demeure une société anonyme de droit camerounais, régie par les Actes uniformes OHADA et la législation camerounaise en matière de sociétés commerciales. À ce titre, elle relève de la juridiction camerounaise, tant pour ses obligations fiscales que pour ses règles de gouvernance et d'audit.

⁶⁵ Rapport ITIE 2022

⁶⁶ Déclaration SHT 2022

Bien qu'elle soit désormais contrôlée par des entités publiques tchadiennes, aucune disposition bilatérale spécifique n'a encore redéfini le cadre institutionnel ou le mode de gouvernance partagée entre les deux États sur le segment camerounais du pipeline.

Droits et obligations des participations

Les participations détenues par la SHT, la TPC et l'État du Tchad dans COTCO sont intégralement libérées. Elles ouvrent droit :

- au vote en assemblée générale,
- à la perception de dividendes proportionnellement à la part détenue,
- et à la participation aux **au coûts d'investissement** et à concurrence du pourcentage détenu dans le capital.

Dividendes

Les dividendes perçus en 2023 par l'État et la SHT au titre de leur participation dans COTCO sont présentés à la section 4.4.1 du présent rapport.

2.6.1.4.4. Transactions avec des entreprises extractives

La DGTCP a été sollicitée de reporter toutes les transactions se rapportant aux transferts effectués à des entreprises extractives sous formes de prêts ou de garanties. Aucune donnée n'a été reportées par les trois entités (SRN, TOTCO et COTCO) pour l'année 2023.

2.6.2 Secteur minier

2.6.2.1. Cadre juridique

La participation de l'État tchadien dans le secteur minier est encadrée par les dispositions successives du Code Minier, notamment celles du Code de 2018 actuellement en vigueur. Cette participation peut prendre deux formes : gratuite (non contributive) ou contributive (acquise ou souscrite).

(i) Régime antérieur – Code Minier de 1995

Sous l'ancien régime, la participation de l'État était :

- facultative et déterminée contractuellement dans le cadre des conventions minières ;
- souvent matérialisée par⁶⁷ :
 - une participation gratuite de 10 %, non diluable et non contributive au stade de l'exploitation ;
 - et une option de participation additionnelle contributive, jusqu'à 20 %, négociée entre actionnaires.

⁶⁷ Convention d'exploitation de granite de Moito, Société Prestige Industrie et Construction (Août 2016)

(ii) Régime actuel – Code Minier de 2018

Le nouveau Code Minier (Loi n° 022/PR/2018) instaure des dispositions obligatoires concernant la participation de l'État :

Type de participation	Taux	Caractéristiques
Participation gratuite obligatoire	12,5 %	Non diluable, intransférable, gratuite, exemptée de toute charge
Participation additionnelle contributive	Jusqu'à 15 %	Optionnelle, cessible, contributive, peut faire l'objet de garanties ou sûretés

Ces dispositions s'appliquent aux sociétés titulaires d'un **permis d'exploitation minière industrielle** ou d'une **autorisation d'exploitation de carrière permanente** (article 380 du Code).

(iii) Droits associés à la participation de l'État

Le Code Minier de 2018 prévoit que l'État bénéficie des droits suivants :

- Un droit de préemption sur toute cession de titres ;
- Un droit de priorité en cas d'augmentation du capital ;
- Des droits de vote et aux dividendes pour les participations libérées ;
- L'exonération de toute contribution au capital pour la part gratuite.

(iv) Gestion institutionnelle

Le Code minier de 2018 prévoit que les participations de l'État dans les sociétés minières doivent être gérées par une société nationale dédiée. À cet effet, la **SONEMIC (Société Nationale d'Exploitation et de Commercialisation)** a été créée, avec pour mandat principal :

- de **gérer les participations de l'État** dans les sociétés minières titulaires de permis d'exploitation ou d'autorisations de carrière ;
- et de promouvoir les investissements miniers, notamment dans les zones à fort potentiel.

2.6.2.2. Participations de l'Etat dans les entreprises minières

Au titre de l'année 2023, **aucune mise à jour officielle n'a été communiquée** par les autorités sur les participations de l'État dans les entreprises minières. Les dernières données disponibles remontent au rapport ITIE 2020, selon lequel les principales participations se présentent comme suit :

Tableau 36 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2020

Société	Activité	% de participation 2020
Société Nationale de Ciment du Tchad (SONACIM)	Production de ciment	92%
Société Nationale d'exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)	Développement minier et gestion des participations	100%

(i) Absence d'information sur les participations dans les sociétés titulaires de titres miniers

Malgré les dispositions du Code minier de 2018 (article 380) imposant une participation gratuite de 12,5 % dans toute société titulaire d'un **permis d'exploitation minière industrielle** ou d'une

autorisation d'exploitation de carrière permanente, aucune information n'a été fournie sur l'effectivité de ces participations.

Selon les données issues du cadastre minier, le Tchad comptait au 31 décembre 2023 :

- 18 permis d'exploitation minière industrielle, et
- 10 autorisations d'exploitation industrielle de carrière.

(ii) Absence de revenus budgétaires associés

Les revenus générés par ces participations totalisent un montant de 123,9 millions FCFA pour l'année 2023.

2.6.2.3. Entreprises d'Etat dans le secteur minier

2.6.2.3.1. Définition

Conformément à la Norme ITIE 2023, une **entreprise d'Etat extractive** est définie comme une entité :

- dont **l'Etat détient la majorité du capital ou contrôle effectif**, et
- qui exerce **des activités extractives pour le compte de l'Etat**, que ce soit dans l'exploration, l'exploitation, la gestion de participations ou la transformation des ressources naturelles.

Sur la base de cette définition, le HCN-ITIE a identifié la SONACIM et la SONEMIC comme telles.

Une présentation détaillée de leur gouvernance, de leur situation financière, et des flux avec l'Etat est développée dans les sous-sections suivantes.

2.6.2.3.2. Société Nationale de Ciment du Tchad (SONACIM)

(i) Règles statutaires

Le cadre juridique, comptable et de gouvernance de la société se résume comme suit :

Cadre juridique	• Code minier (2018) • Acte Uniforme OHADA relatif au Droit des Sociétés Commerciales et du GIE et l' Acte Uniforme OHADA relatif au Droit Comptable
Forme	Société anonyme à capitaux publics dotée d'une autonomie administrative et financière
Capital	Le capital de cette société est de 500 000 000 FCFA dont 125 000 000 FCFA ont été libéré jusqu'au 31 décembre 2022. Le capital est détenu à 100% par l'Etat.
Financement, subventions et transferts de l'Etat	La SONACIM dispose de la personnalité morale et bénéficie d'une autonomie financière. Sources de financement Ses activités sont financées principalement par : • ses fonds propres, • les résultats non distribués (réserves), • et les subventions d'investissement ou d'exploitation octroyées par l'Etat. Elle peut également recourir à des financements externes, avec ou sans la garantie souveraine. Toute décision en ce sens relève de la compétence de son Conseil d'administration. Modalités des transferts de l'Etat Les transferts publics en faveur de la SONACIM peuvent prendre les formes suivantes : • Subventions (d'exploitation ou d'investissement) ; • Apports en capital (augmentation des fonds propres) ;

	• Allègements ou prises en charge de dettes fiscales. En 2020, un accord signé avec le ministère des Finances a permis à la SONACIM de bénéficier d'un soutien fiscal exceptionnel (prise en charge des impôts, exonérations douanières, etc.) pendant deux ans. Ces mesures ont été motivées par la situation financière difficile de la société, caractérisée par l'accumulation de déficits et de dettes fiscales.
Mandat	La prospection, la recherche, le développement, la production, le transport, le stockage et la distribution de produits finis (ciments)
Gouvernance	La SONACIM est administrée par un Conseil d'administration (CA) composé de cinq membres, dont un Président, nommés par décret sur proposition du Ministère en charge des Mines et de l'Énergie (MPME). L'État, en tant qu'actionnaire unique, exerce toutes les prérogatives des assemblées générales (ordinaire, extraordinaire, spéciale) et prend seul l'ensemble des décisions stratégiques de la société. À la date du présent rapport : • Aucun critère public de sélection, durée de mandat ou mécanisme d'évaluation des membres du CA n'a été publié ; • Aucune information n'est disponible concernant l'existence d'un comité d'audit ou d'autres organes de contrôle interne ; La SONACIM est assujettie : • au régime fiscal minier pour ses activités de production de ciment, et • au régime fiscal général pour ses autres revenus (ex. : services ou activités commerciales annexes). Allègements fiscaux accordés par l'État En raison de difficultés financières récurrentes, la SONACIM a bénéficié d'un accord signé avec le ministère des Finances et du Budget en date du 12 août 2020, prévoyant les mesures suivantes pour une durée de deux ans :
Fiscalité	1. Prise en charge par l'État de l'ensemble des impôts et taxes directs, incluant : - l'impôt sur les sociétés (IS), - les droits de douane, - à l'exception des prélèvements communautaires et des redevances statistiques ; 2. Effacement des dettes fiscales antérieures à l'accord - Montant de la dette fiscale au 31 décembre 2019 : 1,6 milliard FCFA⁶⁸ ; 3. Exonérations spécifiques, notamment : - TVA sur les achats locaux et importations, - Taxe spécifique sur les produits pétroliers (TSPP).
Distribution des résultats et rétention des bénéfices	La SONACIM applique les règles de l'Acte uniforme OHADA pour la répartition des bénéfices. Le bénéfice distribuable est déterminé après déduction des pertes antérieures et du prélèvement de 10 % pour la réserve légale (jusqu'à 20 % du capital social). L'Assemblée générale, sur proposition du Conseil d'administration, peut : • distribuer tout ou partie des bénéfices sous forme de dividendes, • affecter les résultats à des réserves, • ou reporter le solde sur l'exercice suivant. Aucune politique formalisée de distribution des dividendes n'a été communiquée. Conformément à la Norme ITIE 2.6(b), toute rétention de bénéfices par une entreprise publique devrait être justifiée et rendue publique.

⁶⁸ [Rapport diagnostique du secteur minier](#)

	Selon les statuts de la SONACIM, les dépenses d'investissement font partie des charges de la société.
Réinvestisse- ment	Les décisions d'investissement, y compris la prise de participation, relèvent du Conseil d'administration, qui doit veiller à leur alignement avec l'intérêt stratégique de l'entreprise. Aucune information n'a été publiée sur l'existence d'un plan d'investissement pluriannuel, ni sur les critères d'allocation ou de suivi des investissements réalisés.
Arrêté et audit des comptes	Les états financiers de la SONACIM sont arrêtés chaque année par le Conseil d'administration, conformément à l'Acte uniforme OHADA. Ils sont certifiés par un commissaire aux comptes agréé CEMAC, nommé par l'Assemblée générale. Les états financiers et les rapports d'audit ne sont pas publiés.
Suivi de la situation financière	La situation financière et l'endettement de la SONACIM ne font pas l'objet d'un rapport de suivi régulier par la DGTC, contrairement aux dispositions de l'arrêté n° 242/MFB/SG/DGT/2011, qui impose un suivi des entreprises publiques bénéficiant de financements ou de garanties de l'État.
Politique de Passation des marchés	Non communiqué
Code de conduite	Inexistant
Politique de lutte contre la corruption	Inexistante

(ii) Les principaux indicateurs financiers de la SONACIM

Selon les informations recueillies, la SONACIM était en arrêt d'activité durant l'année 2023. Toutefois, aucune lettre officielle ou document administratif confirmant formellement ce statut n'a été obtenu.

Les états financiers de la SONACIM au titre de l'exercice 2023 n'ont pas été communiqués. Les derniers indicateurs financiers disponibles portent sur l'exercice 2022.

Indicateurs financiers	2022 ⁶⁹ (en millions FCFA)	2023 (en millions FCFA)	Variation
Résultat d'exploitation (a)	- 7 238,29	N/c	
Résultat Net (b)	- 7 577,70	N/c	
Chiffres d'affaires	3 650,37	N/c	
Capitaux Propres (c)	- 801,70)	N/c	
Emprunts et dettes financières (d)	4 197,83	N/c	
Trésorerie disponible fin de période	- 11 982,62	N/c	
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	- 1 860,45	N/c	
Flux de trésorerie des activités d'investissement	- 1 116,60	N/c	
Flux de trésorerie des activités de financement	362,26	N/c	
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	-	N/c	
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	- 213,13%)	N/c	
Rentabilité financière [(b)/(c)]	945,20%	N/c	

⁶⁹ Etats financiers 2022 de la société SONACIM

❖ Absence de transferts à l'État et pertes cumulées

En 2022, la SONACIM a enregistré une perte nette de 7,58 milliards FCFA, en forte aggravation par rapport à 2021 (-533 millions FCFA). Aucun dividende n'a été distribué à l'État, actionnaire unique, et les capitaux propres sont devenus négatifs à hauteur de -801,7 millions FCFA.

❖ Contraintes de trésorerie sévères et dépendance aux financements publics

La société affiche une trésorerie nette négative de -11,98 milliards FCFA, aggravée par des flux de trésorerie d'exploitation également négatifs (-1,86 milliard FCFA), signalant une incapacité persistante à couvrir ses charges opérationnelles.

Cette situation limite toute possibilité de contribution au budget de l'État et justifie l'absence de versements. Toutefois, l'entreprise a bénéficié, par le passé, **d'un soutien de l'État**, notamment sous forme de prise en charge de la dette fiscale et d'exonérations temporaires (cf. accord d'août 2020).

❖ Réinvestissement sans stratégie documentée

En 2022, la SONACIM a investi 1,12 milliard FCFA, contre 1,60 milliard FCFA en 2021. Ces dépenses, bien qu'en baisse, ont contribué à aggraver la situation de trésorerie, déjà déficitaire, passant à -11,98 milliards FCFA en fin d'exercice.

Les investissements ont été partiellement couverts par un flux de financement externe de 362,26 millions FCFA, sans qu'aucune information ne soit fournie sur leur nature ou leur origine.

Aucune stratégie d'investissement ou politique d'allocation n'est publiée, ce qui **limite l'évaluation de la pertinence des investissements** et de leur alignement avec les objectifs publics, comme le recommande la Norme ITIE.

(iii) Transactions & relation financière avec l'Etat

Ni le Trésor public ni la SONACIM n'ont soumis de déclaration spécifique au titre des transactions financières entre l'État et la société pour l'année 2023. L'analyse ci-dessous repose donc uniquement sur les derniers états financiers de 2022.

❖ Dividendes distribués

En 2022, la SONACIM a enregistré un déficit net de 7,58 milliards FCFA (contre 0,53 milliard FCFA en 2021), avec un report à nouveau déficitaire de 14,5 milliards FCFA. Aucun dividende n'a été distribué à l'État, ce qui est cohérent avec la situation déficitaire de la société

❖ Subventions et financements publics

- **Subvention d'investissement** : Les états financiers indiquent un encours de 20,7 milliards FCFA au titre de subvention d'investissement, inscrit dans les capitaux propres.
- **Subvention d'exploitation** : Aucune subvention d'exploitation n'a été reçue en 2022.
- **Autres financements** : N'a pas reporté de financements ou transferts directs vers la SONACIM au titre de 2022.

❖ Dette garantie par l'État

La société affiche une dette de 4,2 milliards FCFA contractée auprès d'établissements de crédit (contre 3,8 milliards FCFA en 2021). **Aucune information ne permet de confirmer l'existence d'une garantie publique** sur cette dette.

(iv) Transactions avec les entreprises extractives

La SONACIM a été sollicitée de reporter toutes les transactions se rapportant aux transferts effectués à des entreprises extractives sous formes de prêts ou de garanties. Aucune donnée n'a été reportées par les deux entités pour l'année 2023.

2.6.2.3.3. **Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)**

(i) Règles statutaires

Le cadre juridique, comptable et de gouvernance de la société se résume comme suit :

Cadre juridique	- Ordonnance n°005/PCMT/2022 (création de la SONEMIC) - Décret n°3150/PCMT/PMT/MMG/2022 (statuts) - Ordonnance n°014/PR/2025 du 28 août 2025, portant réforme de la Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC) - Actes Uniformes OHADA (sociétés commerciales et comptabilité)
Forme	La SONEMIC est une société anonyme à capitaux publics, dotée de la personnalité juridique et de l'autonomie financière, administrative et de gestion. Elle est placée sous la tutelle du Ministère en charge des Mines, conformément à l'article 3 de l'Ordonnance n°014/PR/2025.
Capital	Le capital social de la SONEMIC est fixé à 10 000 000 FCFA, entièrement détenu par l'État tchadien (article 2 du décret n°3150/PCMT/PMT/MMG/2022). Selon les états financiers de la société arrêtés au 31/12/2023, ce capital n'a pas été encore libéré.
Financement, subventions et transferts de l'Etat	Les activités sont financées principalement par : ➤ Subventions et autres apports de l'Etat ; ➤ Prélèvement de 10% des recettes minières ; ➤ Dons, legs et emprunts avec ou sans garanties de l'Etat ; et ➤ Toutes autres ressources provenant de ses activités ou qui viendraient à lui être affectées par la Loi des Finances.
Mandat	La SONEMIC a pour mission de promouvoir le développement du secteur géologique et minier du Tchad. Elle est notamment chargée de : • mobiliser les ressources nationales et extérieures pour la recherche géologique et minière ; • concevoir et mettre en œuvre des projets de prospection, d'exploitation et de transformation minière ; • participer à l'élaboration et à la mise en œuvre des conventions minières ; • détenir, gérer et exploiter des titres miniers publics pour le compte de l'État ; • organiser l'exploitation artisanale de l'or et d'autres métaux précieux et créer des comptoirs d'achat et de vente ; • réaliser et valoriser la production minière, y compris par la commercialisation directe des produits miniers (or, métaux précieux, pierres fines) ; • gérer les participations de l'État dans les sociétés minières et les carrières ; • assurer la formation et le développement des compétences nationales dans le secteur minier.
Gouvernance	Conformément à l'article 5 de l'ordonnance de 2025, la SONEMIC est administrée par : • un Conseil d'administration, et

	• une Direction générale. Conseil d'administration Le Conseil d'administration de la SONEMIC est composé de onze (11) membres, représentant les principales institutions de l'État. Il comprend : - Le Président du Conseil d'administration (PCA) ; - Le Secrétaire général de la Présidence de la République ; - Le Ministre en charge des Mines ou son représentant ; - Le Ministre en charge des Finances ou son représentant ; - Le Ministre en charge du Commerce ou son représentant ; - Le Ministre en charge de l'Administration du Territoire ou son représentant ; - Le Ministre délégué en charge de la Défense ou son représentant ; - Le Ministre Secrétaire général du Gouvernement ou son représentant ; - Le Ministre en charge de l'Environnement ou son représentant ; - Le Conseiller en charge des Mines à la Présidence de la République; - La Direction générale de la SONEMIC. • Le PCA est nommé par décret du Président de la République et assure la supervision de la Direction générale ; • Le Conseil délibère sur le rapport de gestion, la nomination/révocation des dirigeants, le budget, les investissements, les prises de participation, les comptes de fin d'exercice et les emprunts (art. 22 du décret 2022) ; • Aucune disposition ne précise les critères de compétence, d'indépendance ou la durée de mandat des administrateurs ; • Aucun comité spécialisé (audit, risques, éthique) n'est prévu.
Fiscalité	La société est assujettie au régime fiscal de droit commun.
Distribution des résultats et rétention des bénéfices	Conformément à ses statuts, les bénéfices nets de la SONEMIC sont déterminés après déduction des charges, amortissements et provisions. Le bénéfice distribuable est calculé après déduction du report des pertes antérieures et de la réserve légale obligatoire fixée à 10 % du bénéfice net, dans la limite de 20 % du capital social. L'Assemblée Générale, sur proposition du Conseil d'administration, décide de l'affectation des résultats : • en dividendes ; • en report à nouveau ; • ou en réserves (ordinaires ou spécifiques). Elle peut également autoriser des distributions exceptionnelles à partir des réserves disponibles, à condition d'en préciser la source. Observation : À ce jour, aucune politique publique formalisée de distribution des bénéfices ou de réinvestissement n'a été publiée
Réinvestissement	Les statuts de la SONEMIC prévoient que les dépenses d'investissement, y compris les prises de participation, font partie des charges autorisées. Ces investissements sont décidés par le Conseil d'administration , qui doit veiller à leur conformité avec l'intérêt stratégique de l'entreprise.
Arrêté et audit des comptes	• Les états financiers de la SONEMIC sont arrêtés annuellement par le Conseil d'administration et certifiés par un Commissaire aux Comptes agréé CEMAC, nommé par l'Assemblée Générale. • Les comptes sont certifiés par le commissaire aux comptes et peuvent faire l'objet d'un audit externe à la demande de l'État. • Toutefois, ces états financiers et leurs rapports d'audit ne sont pas publiés.

Suivi de la situation financière	La situation financière ainsi que la situation d'endettement de la société ne font pas l'objet d'un rapport de suivi tel que requis par les dispositions de l'arrêté N° 242/MFB/SG/DGT/2011 portant organisation et fixant les missions de la DGTC.
Passation des marchés	Conformément à l'article 22 du décret n°3150/PCMT/PMT/NN.G/2022 portant statuts de la SONEMIC, le Conseil d'administration est compétent pour définir les procédures administratives, financières et de passation des marchés applicables à la société. Toutefois, la procédure interne de passation des marchés n'a pas été rendue publique et aucune information relative aux appels d'offres ou aux marchés attribués n'est publiée sur le site officiel de la société.
Code de conduite	Aucune politique formalisée de code d'éthique ou de gouvernance interne n'est publiée à ce jour. Toutefois, les statuts prévoient la prévention des conflits d'intérêts et des activités incompatibles (art. 29 du décret 2022) en interdisant aux dirigeants d'exercer toute activité privée concurrente ou contraire à l'intérêt public.
Politique de lutte contre la corruption	Aucune politique formalisée de lutte anticorruption n'est publiée à ce jour.

(ii) Les principaux indicateurs financiers de la SONEMIC.

Sur la base des états financiers arrêtés au 31 décembre 2023, les principaux indicateurs financiers de la SONEMIC se présentent comme suit :

Indicateurs financiers (en millions de FCFA)	2022	2023	Variation
Résultat d'exploitation (a)	19,13	-887,63	forte détérioration
Résultat Net (b)	-4,22	-887,63	déficit aggravé
Chiffres d'affaires	0,00	0,00	
Subvention d'exploitation	1 078,12	856,88	-20 %
Capitaux Propres (c)	-464,47	-1 352,10	-887,63
Emprunts et dettes financières (d)	0,00	1 750,52	nouvel endettement
Trésorerie disponible fin de période	-115,82	-652,94	dégradation
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	184,05	-390,21	dégradation
Flux de trésorerie des activités d'investissement	-42,66	-2 675,64	x63
Flux de trésorerie des activités de financement	0,00	1 750,52	nouvel endettement
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	0,00	0,00	
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	-4,12%	-223%	
Rentabilité financière [(b)/(c)]	0,91%		

❖ Absence de transferts au Trésor et absence de résultat distribuable

En 2023, la SONEMIC n'a versé ni dividendes ni transferts au Trésor public. Cette absence est cohérente avec la situation financière de la société, caractérisée par un résultat net fortement déficitaire (-887,63 millions FCFA) et des capitaux propres toujours négatifs (-1 352,10 millions FCFA).

❖ Détérioration de la performance opérationnelle malgré les subventions

Contrairement à 2022, le résultat d'exploitation devient largement négatif en 2023 (-887,63 millions FCFA), en dépit d'une subvention d'exploitation significative de 856,88 millions FCFA. Cette évolution traduit une hausse marquée des charges d'exploitation et confirme la dépendance structurelle de la société aux appuis budgétaires de l'État, en l'absence d'activités génératrices de revenus.

❖ Pression accrue sur la trésorerie et forte dépendance au financement externe

La trésorerie nette se dégrade fortement (-652,94 millions FCFA), en lien avec des flux opérationnels négatifs (-390,21 millions FCFA) et un niveau d'investissement exceptionnellement élevé (-2 675,64 millions FCFA). Le maintien de l'activité a été rendu possible par un nouvel endettement bancaire de 1 750,52 millions FCFA, révélant une fragilité financière accrue.

❖ Investissements financés principalement par l'endettement

Les investissements 2023 ont augmenté de manière très significative (x63 par rapport à 2022) pour un total de 2 675,64 millions FCFA. Contrairement à 2022, ces dépenses ont été majoritairement financées par un recours à l'emprunt, sans apport additionnel de l'État au capital. Aucun plan d'investissement public ou stratégie de financement n'a été communiqué.

(iii) Transactions & relation financière avec l'Etat

➤ Subventions publiques

Dans sa déclaration ITIE, la SONEMIC a indiqué avoir perçu une subvention totale de 856,88 millions FCFA, dont 100 millions FCFA au titre d'une subvention d'investissement. L'analyse effectuée à partir des états financiers audités de la société confirme l'encaissement du même montant ; toutefois, la totalité de la subvention y est **classée comme subvention d'exploitation**, sans distinction entre les deux natures de financement.

➤ Cadre de collecte et de répartition des recettes minières

En application de l'arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021, la SONEMIC est chargée de collecter certaines taxes minières, lesquelles doivent être déposées sur un compte de répartition ouvert dans une banque commerciale. Les fonds collectés doivent être ventilés toutes les 72 heures selon les modalités suivantes :

- 90 % transférés au compte courant du Trésor public à la BEAC ;
- 10 % conservés par la SONEMIC au titre de frais de gestion.

Cependant, dans sa déclaration ITIE, la SONEMIC **n'a pas reporté les montants collectés ni ceux transférés à l'État.**

➤ Utilisation non conforme des recettes minières collectées

Le rapport d'audit couvrant les exercices 2020–2023 relève qu'un montant de 438,98 millions FCFA, issu des recettes minières collectées en 2023, a été utilisé pour financer la construction du siège de la SONEMIC, sans autorisation préalable de l'autorité compétente. Cette utilisation extra-budgétaire des ressources publiques constitue une **dérogation aux règles de répartition fixées par l'arrêté**.

Les états financiers 2023 indiquent que la SONEMIC a encaissé 440,2 millions FCFA de recettes minières, dont 396,16 millions FCFA sont comptabilisés comme **dettes envers l'État** au 31 décembre 2023.

Sur une base flux, 439,12 millions FCFA ont été affectés à l'aménagement des bureaux, tandis qu'un reliquat d'environ 1 million FCFA a été enregistré comme revenu propre de l'entreprise.

Ces constats confirment la non-conformité du mécanisme de gestion par rapport au cadre légal.

(iv) Transactions avec les entreprises extractives

La SONEMIC n'a déclaré aucune transaction avec des entreprises extractives en 2023. L'examen des états financiers ne met en évidence aucun prêt, avance, garantie, transfert financier ou opération commerciale impliquant une entreprise extractive au cours de l'exercice.

3. Exploration et Production

3.1. Activités d'exploration

3.2.1 Secteur des hydrocarbures

Le Tchad a découvert ses premières réserves pétrolières dans les années 1970, avec le bassin de Doba comme principal site d'exploitation. La production commerciale a démarré au début des années 2000, appuyée par la construction de l'oléoduc Tchad-Cameroun (1 070 km), financée notamment par la Banque mondiale et la Banque européenne d'investissement. En 2023, la production s'établissait autour de 150 000 barils par jour, avec des réserves prouvées estimées à 1,5 milliard de barils⁷⁰. L'exploitation pétrolière représente environ 70 % des exportations du pays.

En 2023, le secteur pétrolier tchadien demeure dominé par l'exploitation des bassins matures du Sud (Doba, Doseo), tandis que l'exploration reste limitée. L'année est marquée par une hausse de la production, la réorganisation institutionnelle liée à la nationalisation des actifs d'EEPCI, et la progression de plusieurs projets stratégiques.

Figure 5 Carte des champs pétroliers



(i) Principaux consortiums et projets actifs

Projet Consortium	Opérateur principal	Statut	Champs concernés	Observations
TPC – SHT (ex-EEPCI)	TPC	En production	Komé, Miandoum, Bolobo, Nya, Maikeri, Timbré	Actifs nationalisés en 2023 ; TPC opérateur public majeur ⁷¹ . baisse de la production autour de -8 à -10 % au 2 ^e semestre
CNPCI	CNPCIC	En production	Rônier, Mimosa, Baobab, Daniela	Partenariat avec la SHT (10 %) ; CNPC détient 60 % de la raffinerie de Djarmaya Légère hausse de production (+1,4 % au T3, +11,5 % au T4) ;
PCM Perenco	Perenco	En production	Mangara, Badila, Krim	Rachat des actifs de Glencore en 2022 ⁷² ; Montée en puissance en 2023 (+92 % de contribution à la croissance)

⁷⁰ BP Statistical Review of World Energy 2021

⁷¹ La loi portant nationalisation des actifs des sociétés Esso est promulguée - Journal Le Pays | Tchad

⁷² Source : Reuters (<https://www.reuters.com/article/glencore-chad-perenco-idUSL1N2RV1XD>)

Projet / Consortium	Opérateur principal	Statut	Champs concernés	Observations
OPIC (CPC Taiwan)	OPIC	En production	Oryx	Production d'environ 9 000–10 000 b/j ; fluctuation modérée (–2,3 % au T3, –15,7 % au T4)

(ii) Projets en développement ou exploration

Projet	Opérateur / Statut	Statut en 2023	Avancement / Observations
Projet Sédigi	SHT	En développement	Projet retardé (absence d'unité de traitement et mini-raffinerie).
Oléoduc Niger–Tchad–Cameroun	CNPCIC	En discussion	Vise la connexion du bassin d'Agadem au système Doba–Kribi
Études régionales	géologiques MHE / SHT	Exploration préliminaire	Travaux géophysiques limités, aucune campagne de forage en 2023

Les activités d'exploration restent faibles, concentrées sur des études et réévaluations de ressources existantes. Aucun nouveau permis ni programme de forage exploratoire majeur n'a été enregistré.

(iii) Infrastructures clés

- Oléoduc Tchad–Cameroun (TOTCO-COTCO) : principal canal d'exportation du brut tchadien, long de 1 070 km, en service depuis 2003.
- **Projet d'oléoduc Niger-Tchad** (en discussion) ⁷³ : pipeline de 985 km pour relier les champs nigériens au système Doba-Komé-Kribi.

(iv) Évolutions sectorielles notables en 2023

Nationalisation des actifs d'Esso et création de TPC : En 2023, l'État finalise la reprise des actifs d'EEPCI, donnant naissance à TPC, désormais opérateur public majeur du bloc de Doba. L'année est marquée par une **baisse de production d'environ 8–10 %** au second semestre, liée aux contraintes techniques héritées du transfert d'actifs.

Renforcement du rôle de CNPCIC : CNPCIC maintient une présence dominante dans plusieurs bassins et reste acteur clé de la raffinerie de Djarmaya. Sa production progresse légèrement en 2023 (+1,4 % au T3 et +11,5 % au T4), reflétant une exploitation plus stable. L'entreprise est également moteur du **projet d'oléoduc Niger–Tchad–Cameroun**, en discussion avancée...

Poursuite de la montée en puissance de PCM : Perenco confirme sa position de deuxième opérateur du pays après la reprise des actifs de Glencore. Sa production connaît une hausse exceptionnelle (+286,9 % au T3), devenant le principal contributeur à la croissance nationale en 2023.

Modernisation du champ Oryx (OPIC) ⁷⁴ : OPIC poursuit ses investissements de modernisation du champ Oryx. Malgré une **baisse de production en fin d'année** (–15,7 % au T4), l'opérateur maintient des niveaux

⁷³ [Relance du projet du pipeline Niger-Tchad-Cameroun : Les deux parties échangent sur les voies et moyens pour la matérialisation du projet dans un délai raisonnable - Le Sahel](#)

⁷⁴ [Marché amont du pétrole et du gaz au Tchad Tendances du marché en 2025 et prévisions pour 2033 : exploration du potentiel de croissance](#)

proches de 9 000–10 000 barils/jour, avec des travaux destinés à améliorer la performance à moyen terme.

En résumé, **l'année 2023 est marquée par une hausse mesurable de la production, des exportations** et des recettes pétrolières, mais **sans véritable rebond des activités d'exploration**. Les mutations institutionnelles (TPC), la montée en puissance de Perenco et la consolidation de CNPCIC structurent le paysage amont, tandis que les indicateurs de torchage et d'injection d'eau mettent en évidence les enjeux de performance technique et d'impacts environnementaux.

3.2.2 Secteur minier

Potentiel minier général

Le Tchad possède un sous-sol géologiquement diversifié, riche en or, fer, bauxite, sel, natron, cuivre, tungstène, graphite, étain, manganèse et diamants. L'exploitation demeure toutefois essentiellement artisanale, faute d'investissements majeurs en exploration moderne.

Depuis les premières cartographies des années 1940, plusieurs campagnes d'exploration soutenues par le PNUD (1970–1990) ont permis de confirmer des indices aurifères, ferrifères, carbonatés et radioactifs. Un inventaire minier national a été relancé en 2016.

Aperçu par zone géologique⁷⁵

Zone géologique	Minéraux identifiés	Potentiel / Occurrences notables	Statut
Massif du Ouaddaï	Or, fer, graphite, manganèse, zinc, tantale, diamants	>40 anomalies aurifères ; fer (57,7 % Fe), manganèse, graphite ; diamants alluvionnaires	Sous-exploré ; exploitation artisanale
Massif du Guéra	Or, kaolin, graphite, titane, marbre, diamants	Gisements de kaolin ; cipolins et marbres de qualité ; indices d'ilménite et diamants	Sous-exploré, artisanal
Massif du Mayo-Kebbi	Or, cuivre, chrome, nickel platinoïdes, uranium, talc, marbre	Gisement uranium (~15 Mt) ; occurrences Ni–Cr–Pt associées aux roches ultrabasiques	Zones à fort potentiel pour minerais critiques
Massif du Tibesti	Étain, tungstène, niobium, tantale, béryllium*, argent, uranium, fluor, diamants	Gisements greisen et pegmatites ; coltan jusqu'à 47 % Ta ; wolframite exceptionnelle	Potentiel élevé en minerais critiques
Bassin d'Erdis	Sel, natron, bauxite, uranium	Évaporites, bauxite oolithique, potentiel de lithium dans les saumures	Sous-exploré
Bassin du Lac Tchad	Diatomite, calcaire, bauxite, sel, natron, lithium	Diatomite (~5 Mds t), calcaire industriel, bauxite ferrugineuse	En exploitation artisanale / potentielle

⁷⁵ [Rapport](#) de diagnostic du secteur minier ,aout 2023, Banque Mondiale

Potentiel en minerais critiques

Selon les travaux de la Banque mondiale (*Rapport diagnostique du secteur minier du Tchad, 2023*) et du BRGM (*Inventaire minier du Tchad, 2010*), le Tchad présente un potentiel géologique avéré en minerais critiques, stratégiques pour la transition énergétique et les chaînes de valeur industrielles:

- Lithium : possible dans les veines de pegmatite liées aux granites alcalins et dans les bassins évaporitiques, deux contextes présents au Tibesti, au Mourdi et dans le bassin du lac Tchad.
- Terres rares légères (Nd, Pr, Eu) : susceptibles d'être retrouvées dans les sédiments paléozoïques et les placers alluviaux, notamment dans les massifs du Tibesti et du Mayo-Kebbi.
- Tungstène, étain, niobium, tantale (coltant) : occurrences confirmées au Tibesti, liées à des systèmes granitiques type greisen et pegmatite.
- Nickel et chrome : potentiels dans les roches ultramafiques du Mayo-Kebbi et Tibesti, similaires à celles de gisements de classe mondiale.
- Uranium : potentiel primaire (granitique) et secondaire (sédimentaire) dans plusieurs régions (Mayo-Kebbi, Tibesti, Ennedi).

Ce potentiel de minerais critiques demeure largement sous-exploré, mais place le Tchad dans une position stratégique pour les chaînes d'approvisionnement de la transition énergétique.

Initiatives récentes

- **Installation d'un laboratoire géologique moderne (2023)** ⁷⁶ : Le ministère a mis en place un laboratoire équipé de technologies avancées (spectromètres d'absorption atomique, etc.) pour améliorer la qualité des analyses géologiques et soutenir l'industrialisation du secteur.
- **Organisation de l'orpaillage artisanal** ⁷⁷ : Le gouvernement a intensifié ses efforts pour organiser l'exploitation artisanale de l'or, dans le but de réduire les conflits communautaires liés aux ressources naturelles et d'encadrer cette activité de manière plus structurée ;

3.2. Données de production

3.2.3 Secteur des hydrocarbures

(i) Production d'hydrocarbure

➤ Production nationale en 2023

En 2023, la production nationale de pétrole brut du Tchad est estimée à 55,48 millions de barils, selon la consolidation des données transmises par le Ministère des Hydrocarbures et de l'OTFiP.

Ce volume représente une **hausse d'environ 7,6 %** par rapport à la production de 2022 (51,55 millions de barils⁷⁸), confirmant une tendance de légère reprise des volumes après les perturbations observées en 2021-2022.

⁷⁶ Tchad : Bientôt un laboratoire d'analyse géologique moderne et un centre de documentation au ministère des mines | Mines Actu Burkina

⁷⁷ Tchad : secteur minier, entre espoirs économiques et défis

⁷⁸ Rapport ITIE Tchad 2022

➤ Méthodologie de consolidation

Le Ministère a transmis des données complètes et vérifiables par champ et par opérateur pour les consortia suivants :

- CNPC/Cliveden (Convention CC 1999 et CPP 2014)
- OPIC (Convention 2006)
- PCM (CPP Mangara & Badila)

Pour TPC/ESSO (Convention 1988 et 2004), les données transmises couvraient uniquement la période janvier–juin 2023.

Ces données ont été utilisées comme source principale. Afin de compléter les données manquantes pour TPC/ESSO sur la période juillet–décembre 2023, les volumes mensuels publiés par l'OTFiP ont été intégrés.

Cette méthode permet d'obtenir une estimation consolidée de la production nationale annuelle.

Tableau 37 Production de pétrole brut par champ en 2023

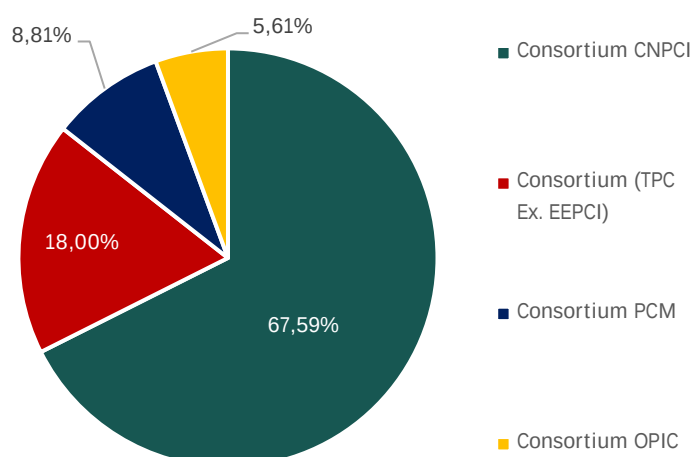
Consortium / Contrat	Champs	Production 2023 (bbl)	Valeur en millions USD (*)	Valeur en milliards FCFA (**)	Disponibilité
TPC – Convention 1988	Kome (CI+CS)	2 549 042	206,14	124,58	Janv–juin
	Miandoum	936 613	75,74	45,77	Janv–juin
	Bolobo	639 446	51,71	31,25	Janv–juin
	Nya	467 140	37,78	22,83	Janv–juin
	Moundouli	21 733	1,76	1,06	Janv–juin
TPC – Convention 2004	Maikeri	450 075	36,4	22	Janv–juin
	Timbré	51 620	4,17	2,52	Janv–juin
SOUS-TOTAL TPC (1er semestre)	–	5 115 670	413,7	250,01	Janv–juin
TPC – 2 ^e semestre (OTFiP) ⁷⁹	Tous champs confondus	4 869 174	393,77	237,97	Juil–déc
SOUS-TOTAL TPC (Annuel estimé)		9 984 844	807,47	487,98	Janv–déc
CNP/Cliveden - Convention 1999 et CPP 2014	Ronier	821 547	66,44	40,15	Janv–déc
	Mimosa	1 077 360	87,13	52,65	Janv–déc
	Prosopis	1 285 361	103,95	62,82	Janv–déc
	Baobab	11 568 751	935,56	565,39	Janv–déc
	Daniela	2 265 156	183,18	110,70	Janv–déc
	Raphia	9 783 773	791,21	478,15	Janv–déc
	Lanea	6 940 896	561,31	339,21	Janv–déc
	PSC	3 756 313	303,77	183,58	Janv–déc
SOUS-TOTAL CNPC/Cliveden		37 499 158	3 032,56	1 832,65	Janv–déc
OPIC – Convention 2006	Mouroumar	2 549 239	206,16	124,59	Janv–déc
	Benoy	514 228	41,59	25,13	Janv–déc
	Mbaikoro	48 490	3,92	2,37	Janv–déc
SOUS-TOTAL OPIC		3 111 957	251,66	152,09	Janv–déc
PCM – CPP 2011–2012	Mangara	880 718	71,22	43,04	Janv–déc
	Badila	4 006 274	323,99	195,79	Janv–déc
SOUS-TOTAL PCM		4 886 992	395,21	238,84	Janv–déc
TOTAL NATIONAL (estimation consolidée)		55 482 951	4 486,90	2 711,56	Janv–déc

(*) Valorisation réalisée sur la base d'un **prix moyen à l'exportation de 80,87 USD par baril**.

(**) Valorisation selon le cours moyen USD – FCFA pour 604,32575

⁷⁹ Note sur le secteur Pétrolier n°27, TR4 2023, OTFiP

Figure 6 La production de pétrole brut par Consortium en 2023



➤ Analyse des écarts entre les sources de données

Afin de s'assurer de la cohérence et la fiabilité des données publiées dans le présent rapport, une comparaison a été réalisée entre les principales sources disponibles :

- le Ministère des Hydrocarbures,
- la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT),

Comparaison des données Ministère / OTFiP

Une comparaison a été effectuée entre les données de production fournies par le Ministère des Hydrocarbures et celles publiées par l'OTFiP pour l'année 2023. Les écarts observés s'expliquent principalement par la disponibilité incomplète des données détaillées pour certains opérateurs, ainsi que par des différences méthodologiques dans la consolidation des volumes.

Le tableau ci-après présente les principaux écarts identifiés :

Tableau 38 Écarts entre données Ministère et OTFiP (2023)

Consortium	Ministère (bbl)	OTFiP (bbl) ⁸⁰	Écart (bbl)	Observations
TPC/ESSO (1er semestre uniquement)	5 115 670	4 486 156	-629 514	Comparaison limitée au 1er semestre. Données détaillées indisponibles pour juillet-décembre.
CNPC/Cliveden	37 499 158	32 365 937	-5 133 221	L'OTFiP n'intègre pas les livraisons à la SRN (~4 millions bbl). L'écart résiduel est d'environ 1,1 million bbl
PCM	4 886 992	4 910 342	+23 350	
OPIC	3 111 957	2 917 833	-194 124	

⁸⁰ Note sur le secteur Pétrolier n°27, TR4 2023, OTFiP

Comparaison des données Ministère / SHT

La SHT a communiqué des données désagrégées par champ pour les opérateurs suivants :

- CNPCIC
- PCM (Perenco)
- OPIC

Tableau 39 Écarts entre données Ministère et SHT (2023)

Consortium	Ministère 2023 (bbl)	SHT 2023 (bbl)	Écart (bbl)	Observation
TPC/ESSO	Données partielles S1	Non communiqué	–	Absence de données SHT pour ESSO.
CNPCIC	37 499 158	37 426 036	–73 122	
PCM (Perenco)	4 886 992	4 895 286	+8 294	
OPIC	3 111 957	3 108 958	–2 999	

Les explications détaillées relatives à certains écarts identifiés entre les sources de données n'ont pas pu être obtenues dans les délais de finalisation du présent rapport.

(ii) Production de gaz naturel

En 2023, la production totale de gaz naturel au Tchad est estimée à environ 310 millions de m³, provenant quasi exclusivement du gaz associé généré lors de l'exploitation pétrolière. Les principaux opérateurs concernés sont CNPCIC, TPC, PCM (Perenco) et OPIC Africa.

Ce gaz associé constitue un sous-produit des opérations pétrolières et n'est actuellement pas valorisé de manière commerciale. Une partie limitée est utilisée comme gaz combustible pour le fonctionnement des installations (générateurs, pompes et unités de traitement).

Les données fournies par les opérateurs indiquent que, sur ce volume total, environ 222,7 millions de m³ ont été brûlés à la torche, essentiellement en raison de l'absence d'infrastructures de collecte et de traitement du gaz. Ces volumes de torchage feront l'objet d'une analyse détaillée dans la section 3.4.3.

Tableau 40 : Production de gaz associée par opérateur (en m3)⁸¹

Trimestre	CNPCIC	TPC	PCM/Perenco	OPIC	Total (m ³)
2023T1	37 283 220	4 819 803	13 758 871	1 087 450	56 949 344
2023T2	37 537 581	3 916 497	82 099 481	1 163 889	124 717 448
2023T3	37 359 847	n.d.	28 059 514	1 223 812	66 643 173
2023T4	36 817 176	n.d.	24 294 858	1 181 596	62 293 630
Total annuel					≈ 310 millions de m ³

⁸¹ Note sur le secteur Pétrolier n°27, TR4 2023, OTFIP

Selon le [Pacte](#) national de l'énergie (Banque mondiale, 2024), la production annuelle d'électricité au Tchad est estimée à environ 1,6 TWh. À titre de comparaison, les 310 millions de m³ de gaz torchés en 2023 représenteraient, s'ils étaient valorisés, l'équivalent de 45 à 60 %⁸² de cette production.

3.2.4 Secteur minier

Pour l'exercice 2023, les données disponibles sur la production minière au Tchad restent partielles. La Direction Générale des Techniques Minières (DGTm) n'a pas communiqué de statistiques consolidées sur la production par substance pour l'ensemble du secteur. Les informations exploitables portent uniquement sur **l'or industriel**, ainsi que sur les **volumes d'or et d'argent effectivement taxés à l'exportation dans l'artisanat**.

Production d'or industriel

La seule production industrielle officiellement déclarée en 2023 concerne le groupe SOGEA/GMIA, avec une quantité totale de **4 341,338 grammes d'or produits**.

Production artisanale (données basées sur l'exportation)

Pour l'activité artisanale, les données disponibles reposent exclusivement sur les quantités soumises **à la taxe à l'exportation**, soit :

- Or exporté : 2 660,343 kg,
- Argent exporté : 4 105,866 kg.

Ces volumes correspondent uniquement aux quantités passées par les circuits formels d'exportation et **ne reflètent pas l'intégralité de la production artisanale réelle**, en raison de l'importance du secteur informel.

Substances de carrière

Pour l'année 2023, **aucune donnée de production n'a été communiquée pour les substances de carrière** (calcaire, sable, latérite, pierres de taille, gypse, etc.).

Tableau 41 Synthèse de la production minière 2023

Segment	Substance	Production 2023	Unité	Source	Limites
Industriel	Or (SOGEA/GMIA)	4 341,338	g	DGTm	Données limitées à un seul opérateur
Artisanal (exporté)	Or	2 660,343	kg	DGTm – Taxe export	Volumes non exhaustifs
Artisanal (exporté)	Argent	4 105,866	kg	DGTm – Taxe export	Volumes non exhaustifs
Carrières	Toutes substances	Non communiqué	—	DGTm	Aucune donnée 2023

⁸² Méthode de calcul : le volume de gaz torché (310 millions m³) est converti en énergie en appliquant un pouvoir calorifique moyen du gaz naturel de 9 à 10,5 kWh/m³. L'électricité potentiellement produite est obtenue en appliquant un rendement de conversion d'une centrale à gaz de 35 à 40 %. Cela conduit à une production électrique théorique comprise entre 1,0 et 1,3 TWh, soit 60 à 80 % de la production électrique annuelle du Tchad.

3.3. Données d'exportation

3.3.1 Secteur des hydrocarbures

Selon les données communiquées par la Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP), les exportations de pétrole brut du Tchad ont totalisé 48,15 millions de barils (contre 45,29 millions de barils en 2022 soit une hausse de 6,3%). La valeur totale des exportations a atteint 3,87 milliards USD, soit environ 2 340 milliards FCFA.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation par société exportatrice :

Tableau 42 Exportations de pétrole brut 2023 (Code HS-2709)⁸³

	Nbre de cargaison	Volume exporté net (bbls)	Valeur en USD	Valeur en FCFA
CNPCIC/CLIVIDEN	23	22 008 389	1 799 915 127	1 087 735 058 811
SHT	5	4 881 517	405 256 659	244 907 034 560
CNPC	5	4 818 718	341 409 773	206 322 716 865
SHT/CNPC/PH	2	2 008 065	164 691 646	99 527 402 722
PETROCHAD (MANGARA)/PERENCO	2	1 960 284	158 642 571	95 871 790 992
CNPCIC	2	1 910 681	173 648 039	104 939 981 191
TPC	2	1 910 428	167 670 344	101 327 506 207
CEFC HAINAN INTERNATIONAL	2	1 760 278	120 765 547	72 981 729 799
CNPC/SHT	1	1 001 722	75 005 699	45 327 875 157
EXXON MOBIL	1	1 003 887	82 713 028	49 985 612 379
SHTPCCL	1	1 002 402	79 717 457	48 175 311 913
OPIC AFRICA	1	1 002 043	72 807 231	43 999 284 437
PCM-PERENCO	1	967 230	80 755 195	48 802 443 648
OPIC AFRICA CORPORATION	1	958 753	75 266 206	45 485 306 485
PETRONAS	1	957 323	73 402 046	44 358 746 801
Total général	50	48 151 721	3 871 666 567	2 339 747 801 965

(*) Les volumes correspondent aux quantités nettes mesurées au point de chargement (FSO). La valorisation est effectuée sur la base d'un prix de référence international (Brent). Les valeurs sont exprimées en dollars américains (USD) et converties en francs CFA au taux fixe de 1 USD = 604,32575 FCFA.

Le détail des exportations par cargaison est présenté en annexe 9.

3.3.2 Secteur minier

(i) Données officielles d'exportation

Pour l'exercice 2023, **aucune donnée détaillée mensuelle sur les volumes et valeurs d'exportation des substances minérales n'a été communiquée par la DGDDI.**

Les seules données officielles disponibles proviennent de la DGTM, à travers les statistiques de **taxation à l'exportation de l'or et de l'argent.**

⁸³ Source: Déclaration ITIE DGTP

Sur la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2023, les exportations taxées se présentent comme suit :

Tableau 43 **Exportations d'or et d'argent en 2023 (données DGTM)**

Substance	Code HS	Quantité exportée	Unité	Montant de la taxe (FCFA)
Or	HS 7108	2 660,343	kg	249 407 205
Argent	HS 7106	4 105,866	kg	2 463 520

(ii) Données miroir

D'après les données miroirs issus de la base UN-Comtrade, les Émirats Arabes Unis (EAU) demeurent en 2023 le principal pays importateur d'or en provenance du Tchad. Les EAU ont déclaré avoir importé **17,7 tonnes d'or** tchadien, pour une valeur totale de 1,107 milliard USD. Ce volume représente une hausse d'environ 18 % par rapport à 2022, où les importations déclarées s'élevaient à 15,03 tonnes (875,7 millions USD).

(iii) Comparaison et écart

Source	2022		2023	
	Volume exporté (en tonnes)	Valeur estimée	Volume exporté (en tonnes)	Valeur estimée
Données officielles	3,68 t	351 millions FCFA	2,66 t	N/C
Données Comtrade	15,03 t	875,7 millions USD	17,7 t	1 107 millions USD

Les écarts observés entre les données officielles nationales et les données miroirs issus de Comtrade peuvent refléter, en partie, les volumes issus des activités informelles.

Il convient également de noter que, selon l'[étude](#) intitulée « **Analyse sectorielle nationale de l'EMAPE** », la **production annuelle d'or artisanal est estimée à 8,2 tonnes**, ce qui confirme qu'une part importante de la production échappe au contrôle formel.

3.4. Emissions de gaz à effet de serre

3.4.1 Cadre Réglementaire et Engagements Internationaux

Le cadre légal applicable au torchage du gaz au Tchad est régi par la Loi n°006/PR/2007, qui autorise le brûlage du gaz associé non utilisé, sous réserve d'une autorisation préalable conjointe des ministères en charge de l'Environnement et des Hydrocarbures. La loi prévoit également que l'État peut réquisitionner ce gaz sans compensation financière.

En parallèle, le Tchad a pris des engagements internationaux, notamment à travers son adhésion à la [Global Methane Pledge](#), visant à **réduire les émissions de méthane de 30 % d'ici 2030**.

3.4.2 Sources d'émissions du Secteur Extractif

Le secteur extractif, en particulier l'exploitation pétrolière, constitue l'une des principales sources d'émissions de gaz à effet de serre (GES) au Tchad. Les émissions proviennent principalement:

- du torchage du gaz associé,
- des fuites de méthane lors des phases d'exploration, de production et de transport,
- de la combustion de carburants dans les infrastructures pétrolières.

Le premier inventaire national intégré des émissions de GES a été réalisé en 2020, avec l'appui de partenaires techniques.

3.4.3 Données disponibles sur les émissions de GES

Données publiées par les entreprises

Dans le cadre de la mise en œuvre de l'exigence 3.4 de la Norme ITIE 2023, les entreprises extractives opérant au Tchad ont été sollicitées pour indiquer si elles publient leurs émissions de gaz à effet de serre (GES). L'objectif est de renforcer la transparence environnementale et d'encourager une meilleure redevabilité sur l'empreinte carbone du secteur extractif.

Sur les 21 entreprises contactées, seules deux ont répondu de manière explicite :

- La société OPIC a déclaré publier ses émissions de GES, mais **n'a pas communiqué de lien de publication vérifiable**, ce qui ne permet pas de confirmer la transparence effective de ces informations.
- La société SONEMIC (ex-SONAMIG) a indiqué ne pas publier ces données, tout en précisant **qu'aucun obstacle ne s'oppose à cette publication**, celle-ci étant prévue dans le programme du gouvernement.

Les autres entreprises, notamment la SHT, SHT PCCL, CNPCIC, Cliveden, EEPCI, PETRONAS, PCM, SRN, PTC, TOTCO, **n'ont pas communiqué d'information ou n'ont pas répondu à la question**. Le détail des réponses au questionnaire est présenté en annexe 24.

Société	Publication des émissions de GES	Lien de publication fourni	Observations ou précisions
OPIC	Oui	Non communiqué	Lien non transmis
SONEMIC (ex-SONAMIG)	Non	N/A	Aucun obstacle, prévu dans le programme gouvernemental
Autres sociétés déclarantes .	NC	NC	Données non communiquées

NC : Non communiqué

L'exercice de collecte de données révèle une absence généralisée de publication des émissions de GES par les entreprises extractives opérant au Tchad. Aucune entité n'a fourni un lien vers un rapport ou une plateforme vérifiable. Ce déficit de transparence concerne aussi bien les entreprises publiques que privées, y compris les opérateurs majeurs du secteur pétrolier.

Données de torchage⁸⁴

⁸⁴ Source : Notes sur le secteur pétrolier n°27 (TR 4 2023), OTFIP

Les données consolidées pour l'année 2023 confirment la poursuite d'un torchage quasi intégral du gaz associé à la production pétrolière. Le volume total déclaré atteint environ 222,7 millions de m³, réparti entre quatre opérateurs : CNPCIC, TPC, PCM/Perenco et OPIC Africa.

Trimestre 2023	CNPCIC (m ³)	TPC (m ³)	PCM/Perenco (m ³)	OPIC (m ³)	TOTAL (m ³)
T1	37 283 220	4 819 803	9 442 211	293 524	51 838 758
T2	37 537 581	3 916 497	17 970 537	311 137	59 735 752
T3	37 359 847	-	19 562 435	315 319	57 237 601
T4	36 817 176	-	16 815 705	289 604	53 922 485
TOTAL	148 997 824	8 736 300	63 790 888	1 209 584	222 734 59

- Le torchage demeure systématique, en raison de l'absence d'infrastructures de récupération, de compression, de traitement, de réinjection ou de valorisation commerciale du gaz.
- La production gazière est exclusivement constituée de gaz associé ; aucun projet de développement de gaz autonome n'est actuellement répertorié.
- Les volumes torchés représentent une perte énergétique significative : En appliquant un pouvoir calorifique de 9 à 10,5 kWh/m³ et un rendement de conversion électrique de 35 à 40 %, les **222,7 millions de m³ torchés représenteraient entre 0,70 et 0,94 TWh d'électricité potentielle**.
- Comparaison avec les données de la Banque mondiale (2024) : Selon le *Pacte national de l'énergie*, la production électrique nationale annuelle est d'environ 1,6 TWh. Ainsi, le gaz torché en 2023 équivaut à 45–60 % de la production électrique nationale, un niveau qui illustre l'ampleur de la ressource énergétique perdue.
- Le torchage constitue également **la principale source d'émissions de GES du secteur pétrolier**, en raison des émissions de CO₂ issues de la combustion et des possibles émissions fugitives de méthane en cas de torchage incomplet.

3.4.4 Quantification des émissions

Le dernier inventaire intégré des GES, établi en 2020, estimait :

Source	Donnée disponible	Année	Observations
Émissions de CO ₂ (secteur extractif)	1 568 MtCO ₂ ⁸⁵	2020	Pas de mise à jour pour 2023
Émissions de CO ₂ (production de ciment)	27 000 tonnes ⁸⁶	2014	Donnée ancienne, non actualisée

Aucune mise à jour n'a été publiée pour l'année 2023.

⁸⁵ Source : <https://opendataforafrica.org/atlas/Chad>

⁸⁶ Ibid.

3.4.5 Mesures de Réduction et Perspectives

Le Tchad a pris plusieurs initiatives pour réduire ses émissions de GES :

- Plan national de réduction des polluants climatiques à courte durée de vie (SLCP) : élaboré avec le soutien de la Coalition pour le Climat et l’Air Pur (CCAC)⁸⁷, ce plan vise à identifier et mettre en œuvre des mesures d'atténuation des émissions de SLCP, notamment le méthane.
- Feuille de route nationale sur le méthane : dans le cadre de l'engagement du Tchad à la Global Methane Pledge, visant à réduire les émissions mondiales de méthane de 30 % d’ici 2030.
- Contribution Déterminée au niveau National (CDN)⁸⁸ : le Tchad s'est engagé à réduire ses émissions de GES de 0,5 % de manière inconditionnelle et jusqu'à 19,3 % conditionnellement d'ici 2030, par rapport au scénario de référence .

Ces initiatives incluent également le renforcement des capacités nationales, la formation des décideurs à la modélisation des émissions et la hiérarchisation des actions d’atténuation.

⁸⁷ [Tchad – Développer un National SLCP national et feuille de route nationale méthane \[TD-23-001\] | Coalition pour le climat et l'air pur](#)

⁸⁸ amccplus-tchad.org

4. Collecte des recettes

4.1. Divulgence des taxes et des recettes

4.1.1 Secteurs couverts

Le présent Rapport ITIE 2022 couvre les secteurs suivants :

- Hydrocarbures : incluant la production, le transport et le raffinage du pétrole brut ;
- Transport pétrolier : notamment via les sociétés TOTCO et COTCO ;
- Secteur minier et carrières : intégrant l'exploitation artisanale, industrielle et la transformation (cimenterie).

4.1.2 Périmètre du rapport

4.1.2.1 Approche pour la sélection du périmètre

Le périmètre du Rapport ITIE 2023 a été défini conformément aux exigences de la Norme ITIE 2023, en **abandonnant l'approche assouplie** appliquée les années précédentes. L'objectif est d'assurer une couverture complète, fiable et désagrégée des flux financiers entre l'État et les acteurs des secteurs extractifs (hydrocarbures, mines, transport et raffinage).

Ce périmètre couvre l'ensemble des recettes déclarées par les entités gouvernementales collectrices, ajustées par l'Administrateur Indépendant à travers les travaux de rapprochement. Il vise à couvrir au moins 99,9 % des revenus générés par les secteurs concernés.

Méthodologie de sélection

Pour le rapprochement des chiffres de l'État, le Haut Conseil National (HCN) a déterminé le périmètre des sociétés déclarantes en fonction des critères spécifiques listés dans le tableau ci-après. L'objectif est de couvrir environ 98% des revenus des trois secteurs à travers cet exercice de rapprochement.

Critères	Périmètre
Critères de matérialité :	En l'absence de données exhaustives lors de la phase de cadrage, notamment pour le secteur des mines, la sélection a été basée sur les critères qualitatifs mentionnés ci-dessous.
	- Reconstitution du même périmètre de 2022 pour le secteur pétrolier tout en ajoutant TPC
	- Retenir le secteur minier à travers la déclaration unilatérale de l'Etat
Critères qualitatifs (nonobstant le critère de matérialité)	- Sectionner toutes les sociétés de transport opérant sur le territoire sans application d'un seuil
	- Sélectionner toutes les sociétés d'Etat indépendamment du seuil de matérialité
	- La société de raffinerie SRN
Nombre de sociétés retenues dans le périmètre de rapprochement des paiements	Secteur Pétrolier : 12 Secteur Minier : NA Sociétés de Transport pétroliers : 02 Sociétés de raffinerie : 01 Sociétés d'Etat : 05

Critères	Périmètre
Déclaration unilatérale	Déclaration des revenus pour l'ensemble des sociétés hormis les sociétés retenues dans le périmètre de conciliation.
Nombre de sociétés retenues pour la déclaration unilatérale de l'État	198 (197 Stes minière et 1 société de transport pétrolier)
Taux de couverture par l'exercice de rapprochement	> 98%

Les détails de ce périmètre sont présentés dans les sections suivantes du rapport.

4.1.2.2 Périmètre des flux

Flux de paiements en nature

Réf	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
Flux de paiement en nature					
1	Part de la production de l'État (Profit Oil État)	✓			
2	Part de la production de SHT (Profit Oil - Cost Oil SHT)	✓			
3	Redevance sur production	✓			
4	Tax Oil collecté	✓			
5	Interest Oil - Etat contractant	✓			
6	Interest Oil SHT Contractant	✓			
7	Interest Oil SHT PCCL Contractant	✓			

Flux de paiements en numéraire

N°	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
Flux de paiement en numéraire					
DGTP					
8	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	✓			
9	Redevance superficielle	✓			
10	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP)	✓			
11	Frais d'audit des coûts	✓			
SHT					
12	Redevance sur production	✓			
13	Tax Oil collecté	✓			
14	Interest Oil - Etat contractant	✓			
15	Interest Oil SHT Contractant	✓			
16	Interest Oil SHT PCCL Contractant	✓			
17	Commission de commercialisation collectée par la SHT	✓			
18	Dividendes	✓			
DGTCP					
19	Redevances et Participations pétrolières	✓			
20	Dividendes versés aux communes	✓			
21	Bonus de Signature	✓			
22	Bonus d'attribution d'autorisation d'exploitation	✓	✓		
23	Pénalité de non-exécution de contrat	✓			
24	Taxe sur cession d'actif	✓	✓		
25	Taxe Ad valorem		✓		
26	Taxe de bornage		✓		

N°	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
27	Taxe sur le Natron		✓		
28	PARTICIPATION GRATUITE DE L'ETAT	✓			
30	Amendes et Pénalités (DGTCP)	✓	✓	✓	✓
	DGI				
31	Impôt sur les Sociétés (IS)	✓	✓		
32	IS libératoire	✓	✓	✓	
33	IRPP	✓	✓		
34	IPP/Loyers	✓	✓	✓	✓
35	Contribution de la patente	✓	✓		
36	TVA reversée	✓			
37	Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	✓	✓		
38	Taxe foncière	✓	✓	✓	✓
39	Taxe forfaitaire	✓	✓	✓	✓
40	Retenue à la source (IRVM)	✓			
41	Prélèvement les plus-values de cession	✓	✓		
42	Contribution de l'ONASA (FIR)	✓	✓		
43	Redressements fiscaux	✓	✓	✓	✓
44	Pénalités de non-exécution	✓			
45	Droit d'enregistrement	✓	✓		
46	Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	✓	✓	✓	✓
47	Retenues à la source sur bénéfice non commercial	✓	✓	✓	✓
48	Taxe spécial			✓	
49	Droit de passage /d'accès TOTCO				✓
50	Amendes et Pénalités (DGID)	✓	✓	✓	✓
51	TRT	✓	✓	✓	✓
	Communes				
52	Paiements directs aux communes et aux préfectures	✓			
	Ministère de l'environnement				
53	Taxe sur la protection de l'environnement	✓	✓	✓	✓
54	Droits au titre de l'octroi des permis environnementaux	✓	✓	✓	✓
55	Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation	✓	✓	✓	✓
56	Versements sur le compte de réhabilitation de l'environnement	✓	✓	✓	✓
57	Indemnisations pour dommages causés à l'environnement	✓	✓	✓	✓
58	Amendes liées aux infractions environnementales	✓	✓	✓	✓
	DGDDI				
59	Redevance statistique à l'exportation	✓	✓		
60	Redevance statistique à l'importation	✓	✓		
61	Autres Droits et taxes douanières	✓	✓	✓	✓
62	Taxe sur la valeur ajoutée (douane)	✓	✓		
63	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	✓	✓		
64	Taxe de préférence communautaire (TPC)	✓	✓		
65	Contribution communautaire d'intégration (CCI)	✓	✓		
66	Droit de Douane à l'Importation (DDI)	✓	✓		
67	Taxe d'union Africaine (TUA)	✓	✓		
68	Revenue Sharing Tax (RST)	✓	✓		
69	Amendes et Pénalités (DGD)	✓	✓		
	DGTM/SONEMIC				
70	Appui Institutionnel à la DGTM		✓		

N°	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
71	Frais de formation				
72	Taxe sur les granulats		✓		
73	Taxe sur l'orpaillage		✓		
74	Droit fixe		✓		
75	Redevance superficière		✓		
76	Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)		✓		
77	Taxe sur la Rente Minière (TRM)		✓		
78	TAXE D'EXPLOITATION DE BIJOUTERIE		✓		
79	Droit de sortie sur l'exportation de l'Or (0,5%)		✓		
80	Frais de délivrance de carte		✓		
81	Amendes et Pénalités (DGTM)		✓		
CNPS					
82	Cotisation patronale CNPS	✓	✓	✓	✓
CNRT					
83	Cotisation patronale CNRT	✓	✓	✓	✓
ARSAT					
84	Redevance ARSAT			✓	
Fond d'entretien routier					
85	Redevance FER			✓	
DG. Domaines					
86	Redevance des domaines			✓	
87	Droits d'enregistrement	✓	✓	✓	✓
88	Taxe foncière	✓	✓	✓	✓
ANAT					
89	ONAPE ANAT	✓	✓	✓	✓
Tous					
90	Dépenses sociales obligatoires	✓	✓	✓	✓
91	Dépenses sociales volontaires				
92	Dépenses environnementales obligatoires				
93	Dépenses environnementales volontaires				
94	Autres paiements significatifs (sup à 50 millions de FCFA)	✓	✓	✓	✓
Transferts (rubrique réservée uniquement aux Régies Financières)					
89	Transferts des revenus pétroliers aux CPGRP	✓	✓	✓	✓
90	Transferts des revenus miniers aux collectivités dans les régions de production	✓	✓	✓	✓
91	Autres Transferts aux communes	✓	✓	✓	✓
92	Transferts des revenus miniers à la SONEMIC	✓	✓	✓	✓
93	Transferts de la RSE pétrolier/minier au FNDS	✓	✓	✓	✓

La nomenclature des flux est présentée en annexe 10.

4.1.2.3 Périmètre des entreprises

En vue d'assurer l'exhaustivité des revenus reportés dans le rapport ITIE, le HCN-ITIE a convenu de solliciter les entreprises suivantes pour soumettre une déclaration :

N°	Sociétés
Secteur Pétrolier	
1	CNPC INTERNATIONAL (CHAD)
2	CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD

N°	Sociétés
3	ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC
4	PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC
5	OPIC AFRICA CHAD BRANCH
6	CEFCHAINAN INTERNATIONAL
7	Petrochad (Mangara) Limited
8	United Hydrocarbon Chad Ltd
9	JIA HE International Petroleum and
10	Griffiths Energy Chad Ltd (GEC)
11	Griffiths Energy DOH (GEDOH)
12	MEIGE International Petroleum and NATI
Transport pétrolier	
1	TOTCO
2	Petrochad Transportation Company Limited
Raffinage	
1	Société de Raffinage Nationale (SRN)
Minier	
1	SOTEC

4.1.2.4 Périmètre des organismes collecteurs

Sur la base du périmètre retenu des sociétés extractives et des flux de paiement, 17 entités gouvernementales ont été sollicitées pour l'envoi des déclarations :

N°	Entités publiques
Administrations publiques	
1	Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP)
2	Direction Générale des Impôts (DGI)
3	Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)
4	Caisse Nationale de Prévoyance Sociale (CNPS)
5	Caisse Nationale de Retraités du Tchad (C.N.R.T)
6	Direction Générale Technique de Pétrole (DGTP)
7	Direction Générale Technique des Mines (DGTM)
8	Autorité de Régulation du Secteur pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)
9	Fonds d'Entretien Routier (FER)
10	Direction Générale des Domaines (DG. Domaines)
11	Ministère de l'environnement
12	Office National pour la Promotion de l'Emploi (ONAPE)
Entreprises d'Etat	
1	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)
2	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT PCCL)
3	Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)
4	Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)
5	Société Nationale du Ciment du Tchad (SONACIM)

Du fait de la dissolution des Comités provinciaux de gestion en 2025, les Communes n'ont pas été retenus dans le périmètre pour la réconciliation des transferts des revenus pétroliers.

Les administrations et les entreprises d'Etat ont été sollicitées pour reporter tous les revenus recouverts entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2023 pour toutes les sociétés extractives, de transport et de raffinage sans application de seuil de matérialité.

La liste des sociétés extractives concernées par la déclaration de l'Etat tel que décidé par le HCN pour le périmètre du rapport ITIE 2023 est présentée en annexe 11.

4.1.2.5 Collecte des données

Pour la collecte des données, un formulaire de déclaration conçu par l'AI et approuvé par le Haut Conseil National (HCN) a été utilisé. Ce formulaire, conforme aux exigences de la Norme ITIE, comprend à la fois des informations sur les revenus et des données contextuelles requises par la norme. Le formulaire de déclaration comporte 15 feuilles dont le détail par entité déclarante se présente comme suit :

Tableau 44 Récapitulatif des informations demandées dans le formulaire de déclaration

N°	Désignation	Entités déclarantes		
		Entreprises Extractives et de transport	Entreprises publiques	Régies Financières
1	Fiche signalétique	✓	✓	N/A
2	Formulaire de Déclaration	✓	✓	✓
3	Détail paiements	✓	✓	✓
4	Exportations & ventes	✓	✓	DGTP/DGTM/DGDDI
5	Production	✓	✓	DGTP/DGTM
6	Transport	Entreprises de Transport (*)	SHT, TPC	DGDDI
7	Structure de Capital	✓	✓	N/A
8	Participation Publique	NA	✓	DGTCP
9	Prêts et garanties	NA	✓	DGTCP
10	Paievements sociaux Obligatoires	✓	✓	N/A
11	Paievements sociaux Volontaires	✓	✓	N/A
12	Dépenses Environnementales	✓	✓	N/A
13	Octrois et transferts	NA	NA	DGTP/DGTM
14	Permis & Blocs	✓	✓	NA
15	Subventions	N/A	N/A	DGCTP/DGB
16	Propriété effective	✓	N/A	N/A
17	Dépenses Quasi Fiscales	N/A	✓	DGTCP
18	Transferts infranationaux	N/A	N/A	DGCTP/Communes
19	Transaction de troc	✓	✓	✓
20	Accords de préfinancement	✓	✓	✓
21	Emplois	✓	✓	N/A
22	Déclaration vente brut	N/A	SHT/SHT PCCCL	N/A
23	Questionnaire	✓	✓	N/A
24	Définition des flux	N/A	N/A	N/A

(*) les entreprises concernées sont : Petrochad Transportations Ltd, TOTCO, COTCO, société de gestion de pipeline

N°	Désignation	Entités déclarantes		
		Entreprises Extractives et de transport	Entreprises publiques	Régies Financières
1	Situation des achats SRN	SRN	SHT	
2	Détail des achats SRN	SRN	SHT	
3	Dettes remboursées par SRN pour le compte de l'Etat	SRN	DGTCP	
4	Paievements SRN à l'Etat	SRN	SHT	

N°	Désignation	Entités déclarantes		
		Entreprises Extractives et de transport	Entreprises publiques	Régies Financières
1	Exportations & ventes	√	√	DGTP/DGTM/DGDDI
2	Production	√	√	DGTP/DGTM
3	Achats d'or	NA	SONEMIC	NA
4	Détail des ventes/Exports d'or	NA	SONEMIC	NA
5	Détail des encaissements/ reversements	NA	SONEMIC	NA

Le modèle des formulaires de déclaration est présenté en annexe 12.

4.1.3 Déductions et incitations fiscales

Conformément à la norme ITIE, les entreprises sont invitées à divulguer les déductions et incitations fiscales dont elles ont bénéficié au cours de l'année examinée.

Informations déclarées par les entreprises

Parmi les 21 entreprises extractives retenues dans le périmètre, deux ont déclaré avoir bénéficié de déductions ou d'incitations fiscales en 2022 :

- OPIC : Oui — *Convention 2006*.
- CEFCHAINAN : Oui — *Convention OPIC - Références des clauses légales et/ou contractuelles*.

Une autre entreprise, SONEMIC (ex-SONAIMIG), a indiqué ne pas avoir bénéficié d'incitation fiscale.

Les autres entreprises (SHT, SHT PCCL, CNPC, CLIVEDEN, ESSO, PMC, UHC, GRIFFITHS ENERGY (CHAD), Griffiths Energy DOH, JIA HE International, MEIGE International, SONACIM, SRN, PTC, TOTCO) n'ont pas fourni d'information.

État de l'évaluation des incitations fiscales dans le secteur extractif

Selon le dernier [rapport d'évaluation des dépenses fiscales de la DGI](#) portant sur l'exercice 2022, les régimes dérogatoires liés aux conventions pétrolières et minières ont bien été recensés (5 au total), mais **n'ont pas été évalués**. La raison invoquée est la longue durée de vie de ces régimes, pouvant aller jusqu'à 35 ans.

Cela souligne l'absence d'une évaluation exhaustive des incitations fiscales spécifiques au secteur extractif malgré l'importance de sa contribution dans les recettes budgétaires de l'Etat.

4.2. Recettes des ventes des parts de production de l'État et autres recettes perçus en nature

4.2.1. Secteur des hydrocarbures

4.2.1.1. Revenus en nature

(i) Droits pétroliers : structure et répartition

Dans le secteur des hydrocarbures au Tchad, les revenus pétroliers de l'État proviennent en grande partie de prélèvements en nature, institués par les contrats de partage de production (CPP) et, le cas échéant, par les contrats de concession. Ces prélèvements, communément désignés comme *droits pétroliers*, se composent de plusieurs instruments juridiquement et économiquement distincts.

a) Composantes des droits pétroliers

Les droits pétroliers perçus par l'État comprennent les éléments suivants :

- La redevance sur la production, prélevée sur la production brute d'hydrocarbures, avant toute déduction des coûts pétroliers. Son taux est fixé contractuellement et constitue un prélèvement prioritaire au bénéfice de l'État.
- Le Cost Oil, correspondant à la fraction de la production nette (après redevance) affectée au remboursement des coûts pétroliers supportés par l'opérateur. Dans les CPP en vigueur au Tchad, ce remboursement est plafonné par un Cost Stop fixé à 70 % de la production nette après redevance.
- Le Profit Oil, défini comme la part de la production nette restante après déduction de la redevance et du Cost Oil. Le Profit Oil est partagé entre l'État et le contractant selon une clé de répartition variable, déterminée par des paramètres économiques (notamment le Facteur-R), tels que prévus par les contrats pétroliers.
- Le Tax Oil, qui constitue la **part du Profit Oil revenant à l'État à titre fiscal**. Il s'agit de l'équivalent contractuel de l'impôt sur les bénéfices pétroliers, acquitté en nature ou en espèces. Le Tax Oil ne constitue pas une catégorie autonome de production, mais une qualification fiscale de la part étatique du Profit Oil.
- **L'Interest Oil (ou participation de l'État)**, représentant la part de production revenant à l'État en sa qualité de co-titulaire des autorisations d'exploitation, au titre de sa participation directe dans les projets pétroliers. Cette participation est exercée par l'intermédiaire de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), de SHT Petroleum Company Chad Limited (SHT PCCL) et de la Tchad Petroleum Company (TPC). Les participations effectives varient selon les projets, dans la limite du plafond contractuel généralement fixé à 25 %.

b) Modalités de détermination

Les modalités de calcul et de répartition de ces différents flux sont définies par les stipulations spécifiques de chaque contrat pétrolier, telles que présentées à la section 2.1.1.3 du présent rapport. Les taux applicables à chacune des composantes varient selon :

- le régime contractuel (CPP ou concession),
- l'opérateur,
- le niveau de rentabilité du projet,
- et le pourcentage effectif de participation de l'État.

c) Répartition moyenne des droits pétroliers en 2023

Le tableau ci-après présente⁸⁹, pour l'année 2023, une estimation de la répartition moyenne des droits **pétroliers revenant à l'État**, exprimée en pourcentage de la production, par opérateur et par régime contractuel.

⁸⁹ Source : Contrats pétroliers et calculs AI

Opérateur	% de redevance (pétrole)	% de Capitaux	% de Tax Oil	% de Profit Oil	Total Droits pétroliers SHT/ETAT (% de la production)	Droits pétroliers TPC
TPC (Ex Esso)	12,50 / 14,25	25,00 -SHT PCCL 35,00 – SHT Doba (après acquisition des parts de Petronas) 40,00 – TPC (après nationalisation)	n.a.	n.a.	34,38/35,70 65,00/65,70	35,00/34,3
PCM – CPP	14,25	15,00-SHT.	9%	40%	26,86	n.a.
CNPC - Concession	12,50	10,00 -SHT	n.a.	n.a.	21,25	n.a.
CNPC -CPP	14,25	25,00 -SHT	n.a.	40%	28,40	n.a.
OPIC	12,50	30,00 -SHT	n.a.	n.a.	38,75	n.a.

(ii) Volumes de revenus en nature reçus par SHT/SHT PCCL en 2023

Selon les données déclarées pour l'année 2023, les volumes de revenus en nature revenant à l'État tchadien, y compris les parts attribuées aux sociétés d'État (SHT, SHT PCCL et SHT Doba), proviennent des champs pétroliers opérés dans le cadre de conventions et de contrats de partage de production (CPP).

Les informations disponibles couvrent l'ensemble des champs pour lesquels les opérateurs et la SHT ont été en mesure de transmettre les données de production et de partage. En revanche, les données désagrégées par champ relatives aux actifs opérés par la Tchad Petroleum Company (TPC) n'ont pas été communiquées pour l'exercice 2023, ce qui limite la consolidation exhaustive des volumes de revenus en nature revenant à l'État pour ces champs.

Le tableau ci-dessous présente la production totale par champ ainsi que la ventilation des flux en nature revenant à l'État et à ses entités (SHT, SHT PCCL et SHT Doba), sur la base des informations effectivement communiquées par la SHT.

Tableau 45 Revenus en nature de l'Etat et des sociétés d'Etat pour l'année 2023

Opérateur	Contrat	Champs	Production 2023 (en bbl)	Partage de la production 2023 (en bbl)					
				Redevance sur production	Tax oil	Profit Oil - SHT Contractant	Part – SHT DOBA	Profit Oil - SHT PCCL Contractant	Part autres contractants
TPC	Convention	Komé CS +CI	NC	NC			NC	NC	
		Bolobo	NC	NC			NC	NC	
		Miandoum	NC	NC			NC	NC	
		Moundouli	NC	NC			NC	NC	
		Komé CI	NC	NC			NC	NC	
		Nya	NC	NC			NC	NC	
		Maikeri	NC	NC			NC	NC	
		Timbré	NC	NC			NC	NC	
CNPCIC	Convention	Boabab	11 428 312	1 428 539		999 977			8 999 796
		Daniela	2 240 384	280 048		196 034			1 764 303
		Raphia	9 901 221	1 237 653		866 357			7 797 211

Opérateur	Contrat	Champs	Production 2023 (en bbl)	Partage de la production 2023 (en bbl)					
				Redevance sur production	Tax oil	Profit Oil - SHT Contractant	Part - SHT DOBA	Profit Oil - SHT PCCL Contactant	Part autres contractants
		Prosopis	1 275 016	159 377		111 564			1 004 075
		Rônier	823 317	102 915		72 040			648 362
		Mimosa	1 076 708	134 588		94 212			847 907
		Lenea	6 910 325	863 791		604 653			5 441 881
CNPCIC	CPP	PSA	3 770 752	537 332	388 010	87 367			2 758 043
PCM	CPP	Mangara	886 771	217 614	267 663	15 493			386 001
		Badila	4 008 516	983 690	1 209 930	70 034			1 744 862
		Krim	-	-	-	-			-
OPIC	CPP	Mouroumar	2 549 239	318 655		669 175			1 561 409
		Benoy	511 228	63 904		134 197			313 127
		Mbaikoro	48 491	6 061		12 729			29 701
		Total	45 430 280	6 334 166	1 865 604	3 933 833	-	-	33 296 678

Le détail de partage de production est présenté en annexe 13 du présent rapport.

(iii) Volumes de revenus en nature dans les champs opérés par TPC – Limitation de données

Pour l'exercice 2023, la SHT n'a pas été en mesure de communiquer les parts de production revenant à l'État et aux entreprises d'État pour les champs opérés par la Tchad Petroleum Company (TPC).

Selon une correspondance officielle du Ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie en date du 24 décembre 2025 (voir annexe 2), cette situation résulte de circonstances exceptionnelles indépendantes de la volonté des autorités. La lettre précise que les données de production désagrégées par champ pour le deuxième semestre 2023 ont été retenues de manière illégale, empêchant l'accès effectif au système de gestion informatisée des champs pétroliers de Doba. Cette situation aurait entravé la capacité de l'administration à disposer des informations nécessaires dans les délais requis, malgré des démarches officielles antérieures.

La correspondance indique également que des lettres de mise en demeure ont été adressées à **l'ancien opérateur** afin de rétablir l'accès aux données concernées. Ces documents, de nature administrative et contentieuse, ne peuvent pas être partagés dans le cadre du présent rapport, mais ont été **jointés à la lettre officielle transmise à l'Administrateur Indépendant**, à titre de justification.

En conséquence, bien que la production globale ait été déclarée par les services compétents, **l'indisponibilité des données désagrégées par champ ne permet pas de déterminer avec précision les volumes de revenus en nature revenant à l'État et aux entreprises d'État au titre des champs opérés par la TPC pour l'année 2023.**

Cette limitation est portée à la connaissance des parties prenantes dans le cadre du présent rapport ITIE, conformément aux exigences de transparence de la Norme ITIE, et sur la base des informations officiellement communiquées par les autorités compétentes.

4.2.1.2. Revenus de ventes - **Part de l'Etat** -SHT

(i) Conditions et affectation des revenus en nature

Les parts de production en nature revenant à l'État, à la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) et à ses filiales sont cédées soit à la **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)** pour la consommation locale, soit exportées, principalement via Glencore Energy UK Ltd.

Les ventes à Glencore et à la SRN sont réalisées dans le cadre d'accords spécifiques conclus avec l'État tchadien, précisant les modalités de cession, les mécanismes de fixation des prix et les conditions de règlement.

➤ Ventes Glencore (exportations)

Depuis septembre 2012, la SHT a conclu un accord de partenariat avec Glencore Energy UK Ltd portant sur :

- l'achat du pétrole brut cédé à l'État ou à la SHT ;
- le transport du brut tchadien vers le marché international.

Le prix de vente est déterminé sur la base de la moyenne des cotations du Brent publiées par *Platts Crude Oil Marketwire*, calculée sur les cinq à dix jours ouvrables précédant chaque cargaison.

Dans le cadre de cet accord :

- tous les volumes destinés à l'exportation, y compris ceux attribués à l'État et à la SHT, sont vendus via Glencore, à l'exception des volumes réservés à la SRN ;
- les cargaisons sont exportées par le pipeline Tchad-Cameroun, à partir du terminal de Kribi.

Les recettes issues des ventes à Glencore sont versées sur un compte séquestre ouvert par la SHT auprès de Citibank. Les flux financiers sur ce compte sont prioritairement affectés :

1. au financement de la participation de la SHT dans les projets pétroliers et aux coûts de transport;
2. au service de la dette Glencore (intérêts, remboursement du principal et frais d'agent) ;
3. aux paiements additionnels (« cash sweep ») déclenchés lorsque le prix du brut excède le seuil contractuel de 53,5 USD/baril.

L'excédent éventuel est ensuite transféré vers le budget de l'État, après couverture des engagements prioritaires précités. Les modalités détaillées de cet accord figurent à la section 4.3.2 du présent rapport.

➤ Ventes à la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)

Chaque année, l'État cède jusqu'à 4,3 millions de barils de pétrole brut à la SRN à un prix contractuel fixé à 46,85 USD/baril. Les recettes issues de ces ventes suivent une chaîne d'affectation prioritaire dans l'ordre suivant :

1. couverture des coûts de transport ;
2. paiement des coûts pétroliers ;
3. livraison de produits pétroliers raffinés destinés à la production d'électricité ;
4. Le remboursement des dettes vis-à-vis de SRN
5. versement du solde restant au Trésor public.

Les modalités détaillées de cet accord sont décrites dans la [section 4.3.3](#) du présent rapport.

➤ Cas de la cargaison N°962 vendu à PETCO

En 2023, la cargaison n°962, correspondant à un enlèvement de la part SHT Doba EP sur un champ opéré par TPC (ex-Esso), **n'a pas transité par le compte séquestre Citibank**, contrairement aux autres exportations habituellement commercialisées via Glencore.

Le produit de cette vente à PETCO Trading UK Limited a été encaissé directement sur le compte du Trésor au mois de juillet 2023.

➤ Cas de la production des champs opérés par OPIC

Les parts de production revenant à la SHT au titre de sa participation de 30 % dans les champs opérés par OPIC ne transitent pas non plus par le compte séquestre Citibank.

Ces volumes sont affectés directement à OPIC, conformément :

- à la Convention OPIC de 2006, pour la détermination du taux de redevance ;
- et à l'Avenant n°1 de 2019, précisant les modalités de participation de la SHT.

Comme précisé précédemment, les droits de la SHT issus de cette participation sont enlevés par OPIC tant que les sommes avancées à la SHT dans le cadre du financement de sa participation **n'ont pas été** intégralement remboursées. En revanche, les redevances perçues en barils provenant de la production d'OPIC sont bien incluses dans le volume global de production revenant à l'État.

(ii) Volumes enlevés en 2023

En 2023, les volumes de pétrole brut enlevés au titre des parts revenant à l'État (Redevance, Tax Oil et Profit Oil – État contractant), ainsi qu'à la SHT et à ses filiales (SHT Doba EP et SHT PCCL), se sont élevés à un total de 14 719 493 barils.

a) Ventilation des volumes enlevés par nature

Tableau 46 Volumes enlevés par SHT en 2023

Op.	Contrat	Champs	Redevance sur production (bbl)	Tax Oil (bbl)	Profit Oil – État Contractant (bbl)	Profit Oil – SHT Contractant (bbl)	Profit Oil – SHT Doba EP (bbl)	Profit Oil – SHT PCCL (bbl)	Total parts publiques 2023 (bbl)
TPC	Convention	Komé CS + CI	911 262	–	–	–	1 902 589	1 995 102	4 808 953
CNPCIC	Convention	Boabab, Daniela, Raphia, Prosopis, Rônier, Mimosa, Lenea	4 180 000	–	2 950 000	–	–	–	7 130 000
CNPCIC	CPP	PSA	560 000	–	–	266 692	–	–	826 692
PCM	CPP	Mangara, Badila, Krim	1 493 849	–	–	100 000	–	–	1 593 849
OPIC	Convention	Mouroumar, Benoy, Mbaikoro, Sedigui	360 000	–	–	–	–	–	360 000
Total			7 505 111	-	2 950 000	366 692	1 902 589	1 995 102	14 719 493

Source : Données déclarées par la SHT

Le détail des enlèvements par cargaison et par nature est présenté en annexe 15.

b) Détail des commercialisations réalisées en 2023

La valeur brute totale des ventes de ces parts de production, selon les données déclarées par la SHT, s'élève à 1 007,01 millions USD, soit environ 608,56 milliards FCFA.

Le tableau ci-après présente le détail des cargaisons exportées ou vendues localement au cours de l'année 2023 :

Tableau 47 Détails des commercialisations en 2023 (parts de l'État et SHT PCCL)

Réf. Cargaison	Date d'expédition	Volume exporté (bbl)	Valeur FOB (USD)	Acheteur	Destination	Prix (USD/bbl)	Décote/Brent (USD)
942	06/02/2023	997 216	76 672 956	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	76,887	-5,75
950	03/04/2023	953 980	66 151 858	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	69,343	-4,65
955	07/05/2023	996 092	71 712 620	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	71,994	-4,10
958	27/05/2023	996 590	72 510 897	Glencore	Fos (France)	72,759	-3,00
961	14/06/2023	933 239	66 193 674	Glencore	Rotterdam (Pays-Bas)	70,929	-4,50
962	22/06/2023	951 790	67 827 412	Petco	Fujairah (EAU)	71,263	-1,90
970	18/08/2023	997 886	84 074 908	Glencore	Malaisie	84,253	-1,30
975	22/09/2023	949 869	86 912 042	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	91,499	-0,15
977	07/10/2023	950 798	84 813 119	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	89,202	-0,70
982	14/11/2023	995 170	73 016 629	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	73,371	-6,70
988	04/12/2023	996 864	69 727 613	Glencore	Malaisie	69,947	-5,82
n/a	2023	4 000 000	187 400 000	SRN	Tchad	46,85	n/a
Total		14 719 494	1 007 013 727				

Source : Déclaration SHT

Le détail des volumes commercialisés par enlèvement est présenté en annexe 15.

(iii) Détail des enlèvements recouverts en 2023

En 2023, les revenus effectivement recouverts au titre des ventes des parts de production de l'État et de la SHT se sont élevés à 816,98 millions USD, correspondant à 10 677 315 barils exportés.

Concernant les ventes destinées au marché national, **aucun recouvrement monétaire direct n'a été constaté pour les 4 millions de barils livrés à la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)**. Les paiements afférents à ces volumes ont été opérés sous forme de compensation, notamment par la

livraison de produits raffinés, conformément aux modalités contractuelles appliquées entre la SRN et la SHT.

La prise en compte de ces ventes domestiques recouvrées par compensation représente 4 000 000 barils pour une valeur de 187 400 000 USD. Ainsi, le total des volumes commercialisés en 2023 s'élève à 14 677 315 barils, pour une valeur globale de 1 004 381 330 USD.

Tableau 48 Revenus des ventes **d'exportation** recouvrés en 2023 (Parts Etat & SHT)

Réf. Cargaison	Date d'expédition	Volume exporté (bbl)	Valeur FOB (USD)	Acheteur	Destination	Prix (USD/bbl)	Décote/Brent (USD)
935	11/12/2022	954 684	67 095 215	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	70,28	-9,70
942	06/02/2023	997 216	76 672 956	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	76,887	-5,75
950	03/04/2023	953 980	66 151 858	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	69,343	-4,65
955	07/05/2023	996 092	71 712 620	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	71,994	-4,10
958	27/05/2023	996 590	72 510 897	Glencore	Fos (France)	72,759	-3,00
961	14/06/2023	933 239	66 193 674	Glencore	Rotterdam (Pays-Bas)	70,929	-4,50
962	22/06/2023	951 790	67 827 412	Petco	Fujairah (EAU)	71,263	-1,90
970	18/08/2023	997 886	84 074 908	Glencore	Malaisie	84,253	-1,30
975	22/09/2023	949 869	86 912 042	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	91,499	-0,15
977	07/10/2023	950 798	84 813 119	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	89,202	-0,70
982	14/11/2023	995 170	73 016 629	Glencore	Wilhelmshaven (Allemagne)	73,371	-6,70
Total		10 677 315	816 981 329				

Source : Déclaration SHT

Le détail des recouvrements est présenté au niveau de l'**annexe 16**.

Comparaison avec les données de Glencore

La comparaison entre les volumes exportés déclarés par la SHT et ceux publiés par Glencore Energy UK Ltd dans son rapport "*Payments to Governments Report*"⁹⁰⁹¹ montre une cohérence globale.

Glencore ne déclarant que les volumes exportés, aucun écart significatif n'a été constaté entre les données des deux parties, hormis des décalages de période liés au calendrier d'expédition et de déclaration des cargaisons.

⁹⁰ Glencore Payments to Governments Report 2024 ([lien](#))

⁹¹ Glencore Payments to Governments Report 2023 ([lien](#))

(iv) Coûts déduits sur les ventes

Les fonds issus des ventes exportées sont versés sur un compte séquestre ouvert par la SHT auprès de Citibank, utilisé pour le règlement prioritaire des charges suivantes :

1. Coûts de transport facturés par TOTCO et COTCO ;
2. Cash calls pétroliers relatifs aux participations de l'État et de la SHT ;
3. Provisions techniques et frais de restructuration ;
4. Service de la dette Glencore (intérêts, remboursement du principal et frais d'agent).

Résumé des revenus et coûts déduits (en millions USD)

Indicateurs	2022	2023	Variation 22-23
Revenus de vente SRN – recouvrés	–	–	–
Revenus de vente – exportations recouvrées	736,5	817,0	+80,5
Total ventes recouvrées en 2023	736,5	817,0	+80,5
Coûts de transport	47,7	62,8	+15,1
Coûts pétroliers / Cash calls	71,3	135,7	+64,4
Provisions pétrolières	–	2,5	+2,5
Frais de restructuration	–	1,4	+1,4
Service de la dette Glencore	356,7	318,2	-38,5
Frais d'agent	-	2,6	+2,6
Total des coûts déduits	475,8	523,2	+47,4
Revenus nets	260,7	293,8	33,1

Le détail de la composition et de l'affectation des coûts déduits est présenté à la section 4.3.2 du présent rapport.

En l'absence de relevé bancaire du compte séquestre Citibank, il n'a pas été possible de vérifier de manière indépendante les paiements effectivement reçus ni les dépenses imputées sur ce compte.

Par ailleurs, les montants relatifs aux cash calls pétroliers et au remboursement de la dette Glencore n'ont pas pu faire l'objet d'une réconciliation avec les données des opérateurs concernés ni avec celles de Glencore.

En conséquence, les informations présentées dans cette section reposent exclusivement sur les déclarations de la SHT, sans confirmation externe indépendante.

(v) Recettes de ventes constatées dans le budget

a) Ventes à l'export

❖ Ventes à Glencore

Les recettes issues des ventes de brut réalisées au profit de Glencore sont versées sur un compte séquestre ouvert à la Citibank et détenu au nom de la SHT. Conformément au dispositif de gestion des revenus pétroliers, **ces recettes ne sont pas directement intégrées au budget de l'État**. Elles ne deviennent des recettes budgétaires qu'à travers les rapatriements effectués par la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) vers le compte unique du Trésor.

Rapatriements effectués en 2023

Selon les informations officiellement transmises par la DGTCP, quatre appels de fonds ont été réalisés au cours de l'année 2023, pour un montant total de 150 069 813 093 FCFA, représentant une augmentation significative par rapport au niveau des rapatriements réalisés en 2022 (90,1 milliards FCFA – 144 millions USD).

Ces transferts constituent les seuls montants effectivement comptabilisés comme recettes budgétaires pétrolières au cours de l'exercice 2023.

Le tableau ci-après présente les appels de fonds réalisés au cours de l'année.

Tableau 49 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du Trésor en 2023⁹²

Date de l'appel de fonds	Montant rapatrié (FCFA)	Taux moyen USD/FCFA du mois	Montant en USD (estimé)
21/02/2023	71 329 228 762	612,79	116 400 000
26/05/2023	17 122 069 724	600,50	28 500 000
25/07/2023	40 000 000 000	593,10	67 400 000
26/10/2023	21 618 514 607	620,83	34 800 000
Total	150 069 813 093		247 100 000

Afin de mieux apprécier l'évolution des flux financiers pétroliers sur la période récente, il est utile de comparer les revenus nets issus des ventes et les montants effectivement rapatriés au budget pour les exercices 2022 et 2023. Le tableau ci-après présente cette synthèse.

Tableau 50 Revenus nets vs. Rapatriements 2022–2023 (en millions USD)

Indicateurs ⁹³	2022	2023
Revenus nets pétroliers (après coûts)	260,7	226,0 ⁹⁴
Rapatriements budgétaires	144,2	247,1
Taux de couverture des revenus nets (Rapatriements/Revenus nets)	55 %	109 %

❖ Ventes à PETCO

En 2023, la cargaison n°962, correspondant à un enlèvement de la part SHT Doba EP sur un champ opéré par TPC (ex-Esso) a été encaissé directement sur le compte du Trésor au mois de juillet 2023 pour une contrevaletur de 39,8 milliards de FCFA (67,8 millions USD).

Ainsi, le total des revenus de ventes de pétrole constaté dans le budget au titre de 2023 a atteint un montant de 189,8 milliards de FCFA (≈ 314,13 millions USD).

b) Ventes à la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)

En 2023, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a livré 4 millions de barils de pétrole brut à la SRN, pour une valeur contractuelle totale de 187,4 millions USD, calculée au prix fixe de 46,85 USD par baril.

⁹² Source : Données DGTCP

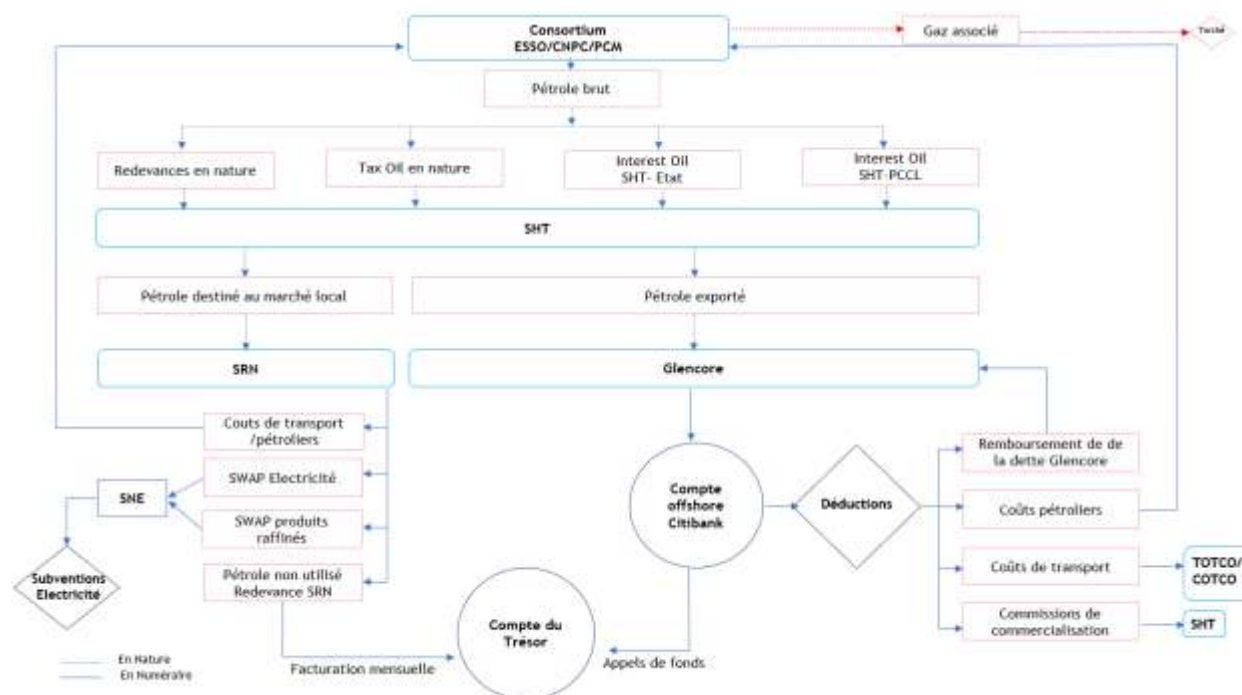
⁹³ En millions USD – conversions réalisées au taux de change moyen mensuel ou annuel indiqué dans les sections précédentes

⁹⁴ Hors cargaison n°962 recouvré directement sur le compte du trésor

Cependant :

- Aucun paiement en numéraire relatif à ces livraisons **n'a été constaté dans le budget de l'État**;
- La contrepartie de ces livraisons, ainsi que les modalités de leur constatation, sont détaillées à la section 4.3.3 du présent rapport.

Figure 7 Recouvrement des revenus directs pétroliers



4.2.1.3. Revenus de ventes - Part TPC

Au cours de l'année 2023, la Tchad Petroleum Company (TPC) a procédé à deux exportations de pétrole brut issues de la production du champ de Doba. Ces ventes ont été réalisées dans le cadre du contrat de commercialisation conclu avec PETCO Trading UK Limited, qui agit comme mandataire exclusif de la TPC pour la commercialisation du brut tchadien (*Doba Crude Oil*).

Conformément aux dispositions de ce contrat :

- PETCO est autorisée à négocier, conclure et lever les cargaisons au nom et pour le compte de TPC;
- les ventes sont effectuées sur une base FOB – Terminal de Kribi (Cameroun) ;
- PETCO perçoit le paiement des acheteurs finaux, déduit les frais d'agence et les coûts standard, puis reverse le produit net à la TPC.

Tableau 51 Détails des ventes de pétrole brut réalisées par la TPC en 2023⁹⁵

Réf. Cargaison	Date d'expédition	Volume exporté (bbl)	Valeur FOB (USD)	Prix unitaire (USD/bbl)	Décote/ Brent (USD)	Acheteur	Pays de destination
BOL#0967	28/07/2023	956 429	79 781 844	83,903	-1,65	PETCO Trading UK Limited	Émirats arabes unis
BOL#0974	15/09/2023	947 953	90 682 153	95,661	+0,15	PETCO Trading UK Limited	Corée du Sud
Total		1 904 382	170 463 997				

Méthode de fixation du prix du brut Doba

Selon les dispositions du contrat de commercialisation TPC–PETCO, le prix de vente du brut *Doba* est déterminé à partir d'une formule de valorisation liée au Brent, telle que publiée par Platts Crude Oil Marketwire.

Formule-type : *Prix Doba = Moyenne des cotations Dated Brent (Platts) sur la période de référence ± Différentiel de qualité (décote ou prime) ± Ajustement logistique (fret, densité, soufre)*

Les décotes appliquées reflètent les caractéristiques physiques du brut Doba (brut lourd à teneur en soufre élevée) et les conditions du marché spot au moment de la transaction. La période de référence pour la moyenne Brent est généralement de cinq jours de cotation entourant la date de chargement, conformément aux pratiques internationales de pricing des bruts africains.

Analyse et observations

- Le volume total exporté par TPC en 2023 s'élève à 1,90 million de barils, pour une valeur FOB cumulée de 170,46 millions USD.
- Les ventes ont été recouvrées intégralement en 2023 et constatées dans les comptes de résultat de la TPC.
- Le contrat avec PETCO prévoit une **commission d'agence** d'environ 0,08 USD/bbl, ainsi que la refacturation des coûts standards de commercialisation.
- Aucune information n'a été fournie sur d'éventuelles retenues ou ajustements financiers lors du recouvrement, ce qui ne permet pas de confirmer le montant net effectivement perçu par la TPC après déductions.

4.2.2. Secteur minier

La législation minière en vigueur ne prévoit pas de mécanisme structuré de perception de revenus en nature par l'État. Traditionnellement, l'ensemble des revenus miniers perçus par l'État est de nature financière, comprenant notamment les redevances, taxes, droits fixes, permis et frais administratifs.

Cependant, nous comprenons qu'en 2023, la Société Nationale d'Exploitation Minière et de Commercialisation (SONEMIC) a perçu des revenus en nature dans le cadre de ses activités liées à l'exploitation artisanale de l'or.

⁹⁵ Déclaration ITIE TPC (2023)

Toutefois, aucune donnée quantitative n'a été communiquée concernant :

- les volumes effectivement collectés par la SONEMIC au titre de cette activité ;
- les modalités de commercialisation de ces volumes (prix, acheteurs, circuits de vente) ;
- ni la traçabilité budgétaire de ces recettes dans le cadre du budget général de l'État.

En l'absence de ces informations, il n'a pas été possible de vérifier ni de consolider les revenus en nature déclarés par la SONEMIC dans le périmètre du présent rapport.

4.3. Fournitures d'infrastructures et accords de troc

4.3.1. Définition adoptée

Définition retenue

La législation tchadienne ne propose pas de définition formelle des accords de troc. En l'absence de cadre juridique spécifique, le HCN-ITIE a retenu une définition élargie, conforme à la Norme ITIE, pour identifier les arrangements assimilables à des accords de troc.

Selon cette approche, un accord de troc désigne tout arrangement impliquant l'échange de biens, services ou financements (y compris prêts, subventions ou travaux d'infrastructure) contre :

- des droits d'exploration ou d'exploitation de ressources pétrolières, gazières ou minières;
- ou la livraison physique de ressources naturelles.

Cela inclut notamment :

- les accords d'infrastructure contre accès à des permis d'exploration ou d'exploitation ;
- les accords d'infrastructure contre livraisons futures de pétrole, gaz ou minerais ;
- les prêts garantis par des livraisons futures de ressources naturelles ;
- les accords de type SWAP, où les parts de production revenant à l'État sont échangées contre d'autres biens (produits pétroliers, électricité, etc.).

Ne sont pas considérés comme des accords de troc : les mécanismes classiques de récupération des coûts pétroliers prévus dans les contrats de partage de production.

Arrangements identifiés comme accords de troc ou d'infrastructure

Sur la base de cette définition, les arrangements suivants ont été identifiés comme relevant des accords de troc ou de fournitures d'infrastructures :

- l'accord de préfinancement contracté par l'État auprès de Glencore, adossé aux actifs pétroliers;
- l'accord de SWAP entre l'État et la Société de Raffinage du Niger (SRN), impliquant l'échange de pétrole brut contre des produits raffinés et de l'électricité ;
- la dette contractée par la SRN, garantie par des livraisons de pétrole brut.
- l'acquisition par la SHT d'intérêts de PETRONAS dans les actifs opérés par TPC.

Ces accords sont décrits dans les [sections 4.3.2, 4.3.3, 4.3.4](#) et 4.3.5.

Collecte des données

Les entités SHT, DGTCP et SRN ont été sollicitées de fournir des informations détaillées sur ces accords en conformité avec le modèle de déclaration fourni en annexe 12.

4.3.2. Dette Glencore adossée au pétrole

(i) Contexte et objet de la dette

Entre 2013 et 2018, la République du Tchad, à travers sa société nationale des hydrocarbures (SHT), a contracté plusieurs dettes commerciales adossées à ses revenus pétroliers, auprès de Glencore Energy UK Ltd et d'un syndicat bancaire. L'objectif de ces emprunts entre autres pour acquérir les actifs de Chevron au Tchad (via SHT) afin d'accroître la participation nationale dans les projets pétroliers.

Ces dettes ont été structurées sous forme de préfinancements adossés à des livraisons futures de pétrole brut, avec pour garantie principale les recettes pétrolières attribuées à l'État ou à la SHT. Les remboursements se font par prélèvement direct sur les ventes de cargaisons réalisées par Glencore.

(ii) Conditions de l'accord de prépaiement

La dette a fait l'objet de plusieurs restructurations dont les conditions par convention se présente comme suit :

Tableau 52 Conditions de la dette Glencore

	Convention de prépaiement 2013 ⁹⁶	Convention de prépaiement 2014 ⁹⁷	Convention de prépaiement 2015 ⁹⁸	Convention de prépaiement 2018 ⁹⁹
Objet	Avances sur ventes futures de pétrole brut pour le financement du budget de l'Etat	Financement de l'achat des actifs de Chevron	Restructuration des dettes non remboursées dans le cadre des conventions 2013 et 2014	Restructuration des dettes non remboursées dans le cadre de la convention 2015
Garantie	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat	Recettes pétrolières de l'Etat
Date de conclusion	7 Mai 2013 (amendé le 7 Août 2013)	30-Avr-14	02-Déc-15	28-Juin-18
Montant	600 000 000 US\$	1 450 000 000 US\$	1 448 267 719 US\$	1 287 808 478 US\$
Frais		Frais contractuels : 75 790 824 US\$	-Frais d'extension de la convention 2014 : 33 865 205 US\$ -Frais d'arrangement de la convention 2013 : 3 278 083 US\$ - Frais d'agent : 0,5% du par an sur le montant en principal restant dû,	-Frais d'agent : 600 000 US\$/an - Coûts relatifs à l'ouverture par la société Glencore Energy UK des comptes de la transaction et leurs fonctionnements - 50% des frais de vols réguliers et

⁹⁶ Rapport ITIE 2018

⁹⁷ <http://itie-tchad.org/wp-content/uploads/2018/06/Convention-de-pr%C3%A9paiement-entre-la-SHT-et-Glencore-Energy-UK-L.pdf>

⁹⁸ Rapport ITIE 2018

⁹⁹ [Loi de finances 2019](#)

	Convention de prépaiement 2013 ⁹⁶	Convention de prépaiement 2014 ⁹⁷	Convention de prépaiement 2015 ⁹⁸	Convention de prépaiement 2018 ⁹⁹
			payable à chaque livraison d'une cargaison.	d'hébergement encourus par la société Glencore Energy UK pour les besoins des réunions tenues au siège social du Bénéficiaire de la SHT à N'Djamena
Intérêt contractuel	Libor + 6,625% par an	Libor + 6,6% par an	Libor + 6,75% par an	2018 à 2021 : Libor + 2% par an ; à partir de 2022 : Libor 3 mois + 3% par an
Pénalités	2%			Intérêt Reportable : - 2,00% par an payable via le mécanisme départage de l'excédent (cash sweep) - La portion non-payée sera différée, accumulée sur base annuelle et non capitalisée. Le remboursement de ces sommes interviendra après remboursement de tous les montants dus au titre du principal
Modalités de remboursement	2 ans	70% des recettes pétrolières de l'Etat sont prélevées pour le remboursement	- 100% du produit net des cargaisons de participation et - 70% du produit net des cargaisons-redevances sont alloués au service de la dette (principal et intérêts) - 30% restant du produit net des cargaisons- redevances sont appliqués en priorité au paiement des frais d'agence et des frais de restructuration de la dette Amortissement minimum contractuel de l'ordre de 225-275 millions US\$ par an entre 2018 et 2022	9 ans avec une période de grâce de 2 ans. (Voir échancier en bas du tableau) (Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement)
Quantité minimum de volumes			. 4 cargaisons minimum par trimestre (tout manquement entraînant	Aucune condition de volume minimum livré

	Convention de prépaiement 2013 ⁹⁶	Convention de prépaiement 2014 ⁹⁷	Convention de prépaiement 2015 ⁹⁸	Convention de prépaiement 2018 ⁹⁹
livrés à Glencore			un cas de défaut au titre du contrat de prépaiement)	
Durée	2 ans	Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement	Contrat commercial en vigueur jusqu'à la dernière des trois dates suivantes : - le 30 juin 2023 (soit 6 mois après maturité du contrat de prépaiement) - le remboursement intégral du contrat de prépaiement 2015 - Livraison de 120 cargaisons	Demeurera en vigueur jusqu'au remboursement de l'intégralité des montants dus au litre du contrat de prépaiement
Encours non remboursé au 31/12/2015	93 659 522 US\$	1 354 608 197 US\$		
Encours non remboursé au 31/12/2017			Principal et intérêt : 1 269 414 349 US\$ Frais : 18 394 129 US\$	
Encours non remboursé au 31/12/2018				1 198 013 776 US\$ ¹⁰⁰

Actualisation – avenant de 2023

En novembre 2022, le Tchad a conclu un nouvel accord de restructuration de la dette contractée auprès de Glencore et d'autres créanciers. Bien que les termes détaillés n'aient pas été rendus publics, l'accord prévoit un rééchelonnement du service de la dette à partir de 2024, sans réduction du stock total. Il intègre un mécanisme automatique d'ajustement pour atténuer les effets d'une baisse éventuelle des prix du pétrole, dans le but de préserver la soutenabilité de la dette.

Conformément aux informations communiquées par la SHT, l'avenant à la Convention de prépaiement signé le 24 mars 2023 est devenu effectif au deuxième trimestre 2023. En application de la clause 6 de l'avenant, les frais juridiques et de conseil financier encourus par Glencore et ses prêteurs ont été refacturés à la SHT. Ces frais, d'un montant total de **1,30 million d'euros (1,42 million USD)** ont été intégrés dans les déductions/paiements du deuxième trimestre 2023 et retenus /au titre des Montants prioritaires.

(i) Echancier de remboursement de la convention de prépaiement 2018

La convention de prépaiement conclue en juin 2018 entre la SHT et Glencore prévoit un échancier d'amortissement s'étalant de 2020 à 2027, ainsi qu'un mécanisme de paiement additionnel conditionnel (cash sweep), activé si les prix du pétrole dépassent certains seuils (à partir de 53,5 USD/baril en 2022).

¹⁰⁰ Rapport ITIE 2018

Le contrat de 2018 prévoit un **échancier d'amortissement échelonné entre 2020 et 2027**, ainsi qu'un mécanisme de cash sweep déclenché si les prix du pétrole dépassent certains seuils (à partir de 53,5 USD/baril en 2022).

❖ Échéancier contractuel de remboursement du principal

Année	Echéancier de remboursement du principal USD	Taux de remboursement
2018		
2019		
2020	83 707 551	6%
2021	109 463 721	8%
2022	135 219 890	11%
2023	141 658 933	11%
2024	141 658 933	11%
2025	160 976 060	13%
2026	193 171 272	15%
2027	321 952 119	25%
Total	1 287 808 479	

❖ Possibilité de différé de paiement

Le contrat prévoit la possibilité de reporter une partie des remboursements dans deux cas :

- Entre 2021 et 2026, si le prix moyen du baril payé par Glencore est inférieur à 42 USD, la SHT peut différer jusqu'à 12,5 millions USD par an.
- En 2027, un différé supplémentaire peut être autorisé pour assurer la soutenabilité de la dette, dans la limite de 75 millions USD et sans prolonger la maturité de plus de deux ans.

❖ Mécanisme de cash sweep (paiements additionnels conditionnels)

La convention de prépaiement de 2018 prévoit un paiement additionnel conditionnel (*cash sweep*) lorsque le prix du pétrole dépasse un seuil fixé contractuellement. Ce mécanisme permet d'accélérer le remboursement de la dette tout en partageant les gains liés à la hausse des prix du brut.

Année	Seuil de déclenchement (USD/baril)	Taux d'amortissement additionnel	Répartition de l'excédent
2018	57,0	5 % du montant excédentaire	60 % État/SHT – 40 % dette
2019	56,0	5 %	60 % État/SHT – 40 % dette
2020	55,0	2,5 %	60 % État/SHT – 40 % dette
2021	54,0	2,5 %	60 % État/SHT – 40 % dette
2022+	53,5	2,5 %	50 % État/SHT – 50 % dette

En cas de différé, les intérêts reportables portent 2 %/an, non capitalisés, et sont remboursés via ce même mécanisme avant le partage de l'excédent.

❖ Ratio de couverture

La convention de prépaiement 2018 impose le maintien d'un ratio de couverture (Coverage Ratio) supérieur ou égal à 100 %, garantissant que les recettes pétrolières futures couvrent l'intégralité des remboursements à venir. Ce ratio est calculé trimestriellement sur la base :

- de la production projetée sur 12 mois (Esso, CNPC, PCM),

- des droits pétroliers nets de la SHT,
- et d'un prix de référence du Brent communiqué par Natixis (63 USD/baril pour 2024).

Les volumes issus du consortium OPIC sont exclus du calcul du ratio de couverture et du remboursement tant que la SHT n'a pas intégralement remboursé les avances consenties par les partenaires OPIC Africa et CEFC Hainan.

En vertu de ce mécanisme, un ratio supérieur à 100 % confirme que les recettes pétrolières prévues permettent d'assurer normalement le service de la dette. En revanche, si le ratio tombe en dessous de ce seuil, le contrat prévoit un **ajustement automatique ("top-up adjustment")**, consistant à :

- augmenter la part des cargaisons pétrolières affectée au remboursement de la dette, ou
- réduire temporairement le montant reversé à la SHT ou à l'État.

(ii) Remboursement du prépaiement en 2023

Le remboursement de la dette Glencore en 2023 s'est effectué conformément au mécanisme de calcul en cascade défini dans le *Prepayment Agreement (PPA)*. Ce mécanisme prévoit une affectation prioritaire des recettes pétrolières issues des cargaisons livrées à Glencore selon l'ordre suivant :

1. Appels de fonds et imputations techniques destinés au financement de la participation de la SHT dans les projets pétroliers (Esso, CNPCIC, PCM), incluant les frais juridiques liés à la renégociation de l'accord Glencore ;
2. Service de la dette Glencore, couvrant les intérêts, le remboursement du principal et les frais d'agent ;
3. Paiements additionnels (*cash sweep*), déclenchés lorsque le prix du brut excède le seuil contractuel de 53,5 USD/baril ;
4. Transfert du solde net à la République du Tchad.

Les paiements sont effectués par compensation directe sur les recettes des cargaisons, sans flux de trésorerie transitant par le Trésor.

Le tableau ci-dessous présente la répartition trimestrielle des flux financiers liés au remboursement de la dette Glencore pour l'exercice 2023.

Tableau 53 Calcul en cascade des recettes pétrolières brutes et des déductions liées à la dette Glencore – 2023¹⁰¹

Étapes du calcul en cascade	T1	T2	T3	T4	Total 2023	Commentaires / rôle
Recettes brutes SHT (cargaisons)	143,8	210,4	150,3	244,7	749,2	Recettes issues des cargaisons livrées à Glencore
Ajustement du top-up	-	-	-	-	-	Ajustement au titre du ratio de couverture (Coverage Ratio)
A. Montants prioritaires déduits						Seconde priorité – service financier
▪ Appels de fonds /provisions coûts pétroliers	34,0	58,0	43,0	66,0	201,0	Appels de fonds/Provisions – Coûts pétroliers

¹⁰¹ SHT, Données se limitant aux ventes commercialisés par Glencore

Étapes du calcul en cascade	T1	T2	T3	T4	Total 2023	Commentaires / rôle
▪ Frais de restructuration	-	1,4	0,0	-	1,4	Frais de restructuration dette Glencore (T2 :+1,4 M; T3: +0,012M)
Sous -Total Montants prioritaires (A)	34,0	59,4	43,0	66,0	202,4	
B. Service de la dette Glencore						Seconde priorité – service financier
▪ Intérêts (LIBOR 3M + 3 %)	12,2	11,5	10,7	9,7	44,1	Taux contractuel total (marge incluse)
▪ WHT (20 % sur intérêts)	0,3	0,3	0,3	0,6	1,4	Retenue à la source sur paiements d'intérêts
▪ Frais d'agent (Glencore)	0,2	0,2	0,2	0,2	0,6	Honoraires fixes
▪ Remboursement du principal obligatoire	35,4	35,4	35,4	35,4	141,6	Amortissement contractuel 2020-2027
▪ Paiement additionnel – Cash sweep	35,8	26,4	23,5	44,9	130,5	Paiement conditionnel si prix du brut > 53,5 USD/baril (50 %) (Total 2023 : 228,9 millions \$)
<i>Chash sweep-utilisé pour le principal</i>	<i>32,6</i>	<i>23,6</i>	<i>21,0</i>	<i>42,7</i>	<i>119,8</i>	<i>Appliqué au remboursement du principal</i>
<i>Chash sweep-retenu pour la marge supplémentaire</i>	<i>3,2</i>	<i>2,8</i>	<i>2,5</i>	<i>2,2</i>	<i>10,7</i>	<i>Supplément de marge Glencore</i>
Sous-total dette (B)	83,8	73,7	70,0	90,7	318,2	
C. Total déductions (A + B)	117,8	133,1	113,0	156,7	520,6	Ensemble des charges opérationnelles et financières
D. Frais d'agents	0,1	0,1	0,0	2,4	2,6	
E. Total revenant à la République du Tchad	25,9	77,2	37,2	85,6	225,9	Sommes effectivement perçues par le Tchad

Le détail des intérêts, marges et remboursements du principal au titre de la dette Glencore pour la même période est présenté dans le tableau suivant.

Tableau 54 Intérêts sur le principal et paiements effectués – 2023

(en millions USD)

Début de période	Fin de période	Principal du PPA (M USD)	LIBOR 3 mois	Marge	Intérêts sur le principal	Marge suppl.	Remb. principal	WHT	Frais d'agent
01/12/2022	31/03/2023	625,40	4,73 %	3,00 %	12,22	3,16	68,02	0,28	0,15
01/03/2023	30/06/2023	557,38	5,16 %	3,00 %	11,50	2,82	58,96	0,28	0,15
01/06/2023	29/09/2023	498,42	5,50 %	3,00 %	10,71	2,52	56,37	0,28	0,15
09/09/2023	29/12/2023	442,05	5,65 %	3,00 %	9,67	2,23	78,09	0,56	0,15
Encours au 31/12/2023		363,96							
Total 2023					44,10	10,73	261,44	1,39	0,60

(iii) Comparaison avec les données budgétaires

Selon la note conjoncturelle sur le secteur pétrolier de l'OTFIP, le service de la dette Glencore est estimé à 183,9 milliards de FCFA (soit environ 310,7 millions USD), dont :

Eléments du remboursement	Montant (FCFA)	Montant USD ¹⁰²
Principal	157 339 millions	265,8 millions
Intérêt	26 587 millions	44,9 millions
Total	183 926 millions	310,7 millions

Toutefois, ces données ne couvrent pas certains coûts rapportés par la SHT notamment les frais d'agent.

(iv) Comparaison avec les données de Glencore

Selon la SHT, l'encours de la dette Glencore au 31 décembre 2023 s'élevait à \$ 363 959 965,43.

Le rapport *Payments to Governments 2022* de Glencore confirmait la structure de cette dette au 31 décembre 2022, indiquant :

- 232 millions USD dus directement par la SHT à Glencore, correspondant à l'avance nette à rembourser en nature ;
- 393 millions USD dus par la SHT à un syndicat de prêteurs, adossés à des livraisons futures de pétrole.

Le total de 625 millions USD représentait ainsi les obligations financières globales de la SHT au titre du contrat de préfinancement pétrolier. Le [rapport Payments to Governments 2023](#) ne fournit cependant pas d'informations actualisées sur ces montants, de sorte que le rapprochement entre les données déclarées par la SHT et celles publiées par Glencore n'a pas pu être effectué pour l'exercice 2023.

4.3.3. Accord de SWAP avec SRN

Dans le cadre de la convention ayant conduit à la création de la Société de Raffinage de N'Djaména (SRN), un mécanisme de SWAP a été mis en place entre l'État tchadien, la CNPC International Chad (CNPCIC), la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) et la SRN. Cet accord repose sur des dispositions contractuelles engageant les parties à fournir du pétrole brut en échange de produits raffinés et d'électricité. Il se décline en deux volets : les engagements initiaux issus de la convention, et les conditions détaillées dans le Memorandum of Understanding (MoU) signé en 2018.

(i) Dispositions initiales de l'accord SWAP

Cet accord prévoit les dispositions suivantes :

- **Droit d'approvisionnement prioritaire** de la CNPCIC à la SRN en pétrole brut, notamment depuis le Bloc H ou d'autres champs opérés par ses sociétés affiliées.
- **Fourniture par l'État de brut** (redevance + Interest Oil) à la SRN pour transformation et production d'électricité et de produits raffinés destinés à l'État.

¹⁰² Calculé sur la base du cours USD/FCFA OTFIP : 591,9

- Vente à la SNE l'électricité générée et non utilisée par la raffinerie, sur la base d'un contrat « take-or-pay » (obligation d'achat)¹⁰³.

(ii) **Dettes accumulées et engagements de l'État**

Conformément aux livraisons effectuées par la SRN à l'État, notamment en électricité et produits raffinés, une dette de 209,5 millions USD¹⁰⁴ a été constatée au 31 décembre 2017 au titre des fournitures effectuées. Les modalités de remboursement de cette dette sont détaillées dans la [section 4.3.4](#) du présent rapport.

(iii) **Accord Cadre : Memorandum of Understanding (MoU) du 7 janvier 2018**

Ce mémorandum, signé entre l'État, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN, définit les conditions de fourniture de brut à la SRN entre le 1er janvier 2018 et le 31 décembre 2023, à un prix fixe de 46,85 USD par baril. Les volumes annuels alloués à la SRN sont compris entre 3,8 et 4,3 millions de barils, imputés **en priorité sur la Redevance en Nature et l'Interest Oil de la SHT**, au sein du consortium CNPCIC.

➤ *Modalités de paiement des volumes de redevance*

Les modalités et les conditions de compensation dans le cadre du MoU diffèrent selon les périodes suivantes :

Période du 1er janvier 2018 au 31 décembre 2019 :

- Paiement, pour le compte de l'État, des coûts de transport du brut (4 USD/baril), via un compte fiduciaire cogéré par CNPCIC, SHT et SRN (ou par la future société de pipeline).
- Livraison de fioul à la SRN pour produire **10 MW d'électricité** pour l'État.
- Livraison quotidienne de 252 000 litres de diesel à la SNE via la SHT.
- **Facturation des coûts de production d'électricité**, selon un contrat à signer avant le 31 décembre 2018.
- Le solde des montants dus est payé ou remboursé mensuellement.

Période du 1er janvier 2020 au 31 décembre 2023 :

- Conditions similaires à la période précédente.
- Le solde de la redevance brute, après déduction des compensations susmentionnées, est affecté au **remboursement de la dette de l'État**, à raison de 25 % par an.

➤ *Modalités de paiement des volumes d'Interest Oil (si applicable)*

Le paiement par la SRN des volumes d'Interest Oil s'effectue comme suit :

- Paiement des cash calls dus par la SHT à la CNPCIC au titre de sa participation ;
- Reversement du solde positif à la SHT ;
- Si la valeur de l'Interest Oil est insuffisante pour couvrir les cash calls, la CNPCIC exporte la quantité résiduelle, et transfère à la SHT la valeur nette après déduction des montants dus.

¹⁰³ La SNE s'engage à acheter une quantité minimale d'électricité quels que soient ses besoins réels pour la période concernée. En contrepartie, la SRN s'engage à fournir ce même volume d'électricité minimum

¹⁰⁴ Article G du mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'État, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN

➤ *Mécanisme de compensation lié au prix*

Conformément aux modalités de l'accord, la SRN – détenue à 60 % par CNPC – compense l'État à hauteur de 60 % de la différence entre le prix international du baril et le prix contractuel de 46,85 USD, tel que précisé dans la [section 6.2.2](#).

(ii) Contrat de production et de fourniture d'électricité (2018–2023)

En parallèle, un **Contrat de Production et de Fourniture d'Électricité** a été signé le 1er janvier 2018 entre la SRN et la République du Tchad pour une durée de **6 ans, jusqu'au 31 décembre 2023**. Il encadre:

- Une capacité nominale de 10 MW ;
- Une tarification de 30 FCFA/kWh pour le coût de production ;
- Une efficacité de conversion fixée à 1 kWh = 1 / 2,67 kg de Fuel Oil ;
- Un prix du Fuel Oil fixé à 328 FCFA/kg (ex-raffinerie) ;
- Une facturation mensuelle consolidée dans les 5 jours suivant chaque mois.

Modalités de compensation

Chaque mois, la valeur brute de la redevance (volume × 46,85 USD/baril) est utilisée pour couvrir les éléments suivants, dans cet ordre (cf. MoU, art. 4.5) :

- Frais de transport du brut : Volume brut (bbl) × 4 USD/bbl
- **Coût de production d'électricité** : Électricité livrée (kWh) × 30 FCFA/kWh
- **Coût du Fuel Oil utilisé pour produire l'électricité** : Électricité livrée (kWh) × 12,67 × 328 FCFA/kg
- Gazole livré à la SNE (max. 252 000 L/jour) : Volume réel livré (L) × 430,4 FCFA/L
- Solde résiduel : affecté au remboursement de la dette de l'État et SHT envers la SRN et CNPC/CLIVEDEN, à hauteur de 25 % par an (voir section 4.3.4).

(iv) Contrat de vente de fioul SRN–SNE

Un contrat spécifique (NRC–SNE–FO–CHA–2019–001), signé à partir d'août 2019 pour 12 mois renouvelables, prévoit :

- Livraison quotidienne de 120 m³ de fioul lourd à AGGREKO pour le compte de la SNE;
- Un prix contractuel de 300 FCFA/litre (ex-raffinerie) ;
- La SNE doit informer la SRN **une semaine à l'avance** de tout arrêt de réception.

(v) Éléments hors MoU

En plus des compensations prévues dans le MoU, la SRN a livré :

- Du fioul à la SNE (hors MoU) ;
- Du gazole hors MoU (7 camions/jour) ;
- Du gazole pour les villes du Sud (Lettre MPME du 17 mars 2021) ;
- Du **carburant pour l'armée**.

Ces livraisons sont compensées séparément, hors champ du MoU.

(vi) Volumes livrés à la SRN au titre de la redevance – 2023

En 2023, la SRN a reçu 4 millions de barils au titre de la redevance, représentant une valeur de 187,4 millions USD :

Tableau 55 Ventes à SRN

Date	Expéditeur	Volume en bbl	Valeur en USD
Janvier	SHT	333 333	15 616 667
Février	SHT	333 333	15 616 667
Mars	SHT	333 333	15 616 667
Avril	SHT	333 333	15 616 667
Mai	SHT	333 333	15 616 667
Juin	SHT	333 333	15 616 667
Juillet	SHT	333 333	15 616 667
Aout	SHT	333 333	15 616 667
Septembre	SHT	333 333	15 616 667
Octobre	SHT	333 333	15 616 667
Novembre	SHT	333 333	15 616 667
Décembre	SHT	333 333	15 616 667
Total ventes locales		4 000 000	187 400 000

Source : SHT/SRN

Il est à noter que le **Trésor public n'a pas rapporté de revenus encaissés de la SRN** en 2023.

(vii) Compensations enregistrées entre la SHT et la SRN

Les compensations totales entre la SHT et la SRN ont atteint 142,05 millions USD en 2023, réparties comme suit :

Tableau 56 Historique des compensations sur les ventes à SRN 2020-2023

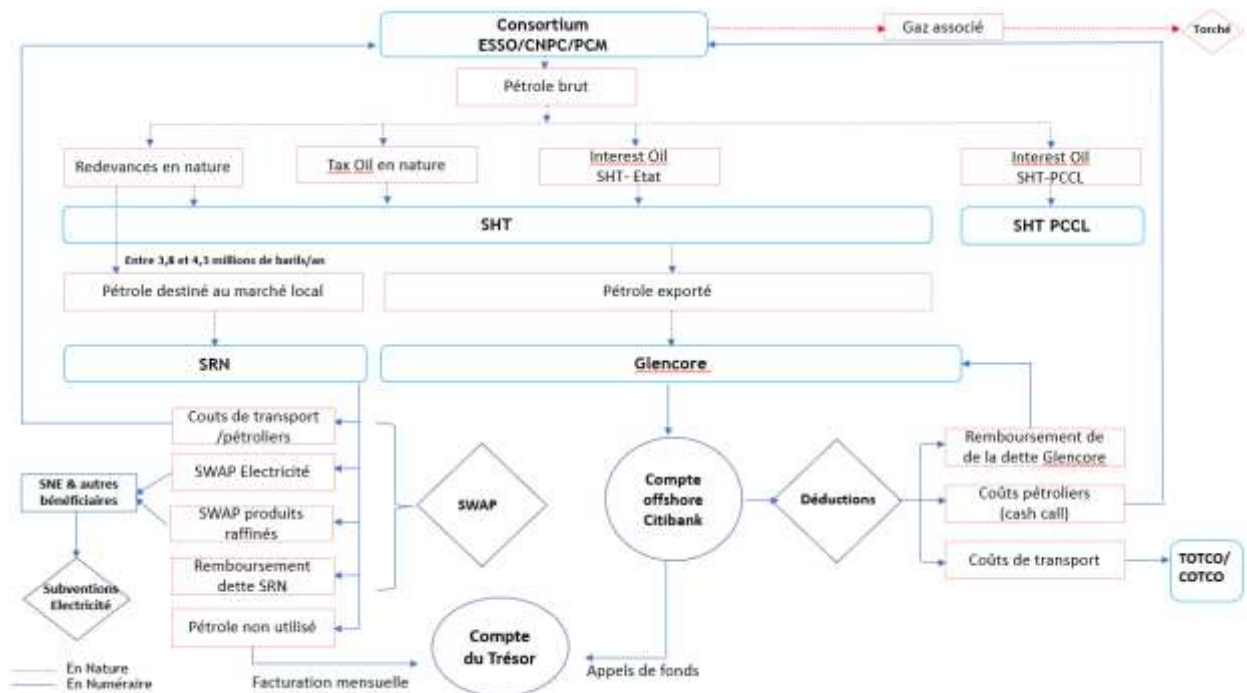
Ligne	Libellé	Unité	2020	2021	2022	2023	Commentaires
A	Volume total de la Redevance en Nature pour cette année	BBL	4 000 000	4 000 000	4 000 000	4 000 000	Total 4 millions de barils par an
B	Prix (prix convenu 46,85 USD par baril)		46,85	46,85	46,85	46,85	
C	Valeur totale de la Redevance en Nature (=b*c)	USD	187 400 000	187 400 000	187 400 000	187 400 000	
D	Tarif de transport de Ronier à SRN	USD	16 000 000	16 000 000	16 000 000	16 000 000	4 USD par baril
	Tarif de transport de Ronier à Komé				4 630 193	950 178	
E	Électricité effectivement fournie à la SNE au cours de cette période	MWH					
F	Fioul pour l'électricité (=e*1000/2,67)*328/EX Taux	USD	16 305 684	15 897 284	15 200 962	15 278 222	
G	coût de production de l'électricité (	USD	3 981 967	3 882 233	3 712 186	3 731 054	

Ligne	Libellé	Unité	2020	2021	2022	2023	Commentaires
	=e*1000*30xaf)/Taux d'EX-SNE						
H	Chargement de gazole pour (MOU 7 camions par jour)-SNE	USD	68 150 917	71 913 015	63 813 100	61 269 893	430,40/L
I	Solde de la valeur nette de la Redevance en Nature (=c-d-f-g-h)	USD	82 961 431	79 707 468	84 043 559	90 170 654	
J	Articles du MOU déductibles dans un délai de 48 (4 ans*12 mois) mois						Remboursement de janvier 2020 à décembre 2023
	1. Dettes de production raffinée du SRN par mois	USD	52 370 143	52 370 143	52 370 143	52 370 143	Le montant initial est de 209 480 571,65 USD.
	2. Dettes tarifaires de la Redevance en Nature par mois	USD	10 458 948	10 458 948	10 458 948	10 458 948	Le montant initial est de 41 835,792 USD.
	3. Solde du prêt de l'actionnaire de la SRN	USD	2 069 398	2 069 398	2 069 398	2 069 398	Le montant initial est de 8 277 590,46 USD.
K	Remboursement des dettes impayées de 2021 ce mois-ci (=j1+j2+j3)	USD	64 898 489	64 898 489	64 898 489	64 898 489	
L	Solde de la Redevance en Nature après le MOU	USD	18 062 942	14 808 979	19 145 070	25 272 165	
M	Fioul pour AGGREKO	Litre					
N	Fuel pour AGGREKO (300xaf/L)-SNE	USD	12 864 372	12 347 570	2 354 872	-	
O	Fioul pour la SNE	USD			2 384 179	24 240 295	Contrat N°: SRN - SNE - FO - CHA - 2022 - 001
P	Chargement de gazole pour 7 camions par jour en dehors du MOU -SNE	USD	27 597 798	20 501 984	30 286 418	31 667 837	
Q	Chargement de gazole pour les villes du sud-SNE	USD		1 005 255	1 202 431	1 223 640	Lettre de MPM du 17 mars 2021
R	Total hors MOU (=n+o+p)	USD	40 462 170	33 854 809	36 227 900	57 131 772	
S	Solde de la valeur de la Redevance en Nature ce mois-ci		-22 399 228	-19 045 830	-17 082 830	-31 859 606	Solde négatif à payer par l'ÉTAT à la SRN
	Remboursement des dettes de l'année dernière		2 448 454				
T	Chargement pour l'armée	USD	5 172 307	5 049 312	2 467 807	-	Production d'huile à l'armée conformément à la lettre de l'ÉTAT
U	Le solde final	USD	-30 019 989	-24 095 142	-19 550 637	-31 859 606	Solde négatif à payer par l'ÉTAT à la SRN

Source : Déclaration ITIE- SRN

(viii) Une dette résiduelle cumulée en dehors du cadre contractuel initial

À l'issue des compensations effectuées sur la période 2020–2023 dans le cadre du Mémorandum d'Entente du 7 janvier 2018, une dette résiduelle cumulée de 105,52 millions USD demeure due par l'État à la SRN au 31 décembre 2023. Ce montant résulte des soldes négatifs successifs enregistrés après déduction des compensations prévues, dont 31,86 millions USD pour la seule année 2023.



Des informations complémentaires reçues de SRN indiquent que ce montant a été pris en compte dans **les relations financières entre l'État et la SRN**, par le biais d'une déduction opérée sur les dividendes revenant à l'État au titre de sa participation dans le capital de la SRN. À ce titre, les dividendes correspondants n'ont pas fait l'objet d'un reversement en numéraire au budget de l'État.

Ce mode de compensation, intervenu en dehors du cadre contractuel initial du MoU, n'a pas donné lieu à un enregistrement budgétaire spécifique. Il est présenté à titre d'information dans le présent rapport ITIE afin de contribuer à une meilleure compréhension des flux financiers et non financiers liés aux opérations de SWAP.

(ix) Schéma synthétique

Le schéma des opérations de SWAP de la redevance ETAT contre l'électricité se présente comme suit :

Figure 8 Opérations SWAP pétrole contre électricité entre l'Etat et la SRN

4.3.4. Dette SRN adossée au pétrole

Un **Mémorandum d'Entente** a été signé le 7 janvier 2018 entre l'État tchadien, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN, dans le but de régler les dettes et créances croisées constatées au 31 décembre 2017.

(i) Situation initiale des dettes et créances au 31 décembre 2017

Le Mémorandum identifie les soldes suivants entre les parties :

Tableau 57: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 Décembre 2017

Débiteurs	Créanciers									
	ETAT	Note	CNPCIC	Note	CLIVEDEN	Note	SRN	Note	SHT	Note
ETAT			20,918	(1)	20,918	(1)	209,500	(2)		
							48,703	(3)		
CNPCIC									12,500	(4)
CLIVEDEN									12,500	(4)
SRN			92,664	(5)	92,664	(5)			20,592	(5)
SHT							28,800	(6)		
			113,582		113,582		287,003		45,592	

La nature des dettes et créances indiquées ci-dessus se présente comme suit :

- (1) Dettes de Tarif de Transport : il s'agit des sommes dues par l'Etat à CNPCIC et CLIVEDEN au titre du coût de transport de volumes se rapportant à la redevance en nature de l'Etat vendue à la SRN via les pipelines de Ronier/Djarmaya et le Pipeline Ronier/Kome.
- (2) Dettes de Produit SRN : il s'agit des sommes dues par l'Etat à la SRN au titre des dépenses encourues par celle-ci pour la génération d'Électricité pour le compte de l'Etat dans le cadre du Contrat Temporaire de Production et de Fourniture d'Électricité daté du 1er Mars 2013,
- (3) Avance sur dividendes SRN : Il s'agit d'une avance sur dividendes versée par la SRN à l'Etat en date du 9 Décembre 2016
- (4) Ajustement Positif Post Cession : il s'agit d'une partie des revenus devant revenir à l'Etat à la suite de l'acquisition de 10% dans le consortium acté le 1^{er} Septembre 2017. Selon les termes de l'accord, la date du 29 Octobre 2014 a été retenue pour le besoin du calcul de l'ajustement positif post cession.
- (5) Dettes de Pétrole Brut SRN : Il s'agit de sommes dues par la SRN à CNPCIC, CLIVEDEN et la SHT au titre de l'achat de pétrole brut.
- (6) Dettes de Prêt Actionnaires : Il s'agit d'un prêt actionnaires au titre de la libération de la part de la SHT dans le capital de la SRN pour un montant de 40 000 000 EURO dont 24 000 000 EURO non encore libérée par la SHT.

(ii) Mécanisme de compensation convenu dans le mémorandum

Trois opérations principales de compensation ont été actées :

1. Compensation croisée SHT-SRN : La dette de la SHT envers la SRN (28,8 M USD) est partiellement compensée par les dettes de la SRN envers la SHT (20,6 M USD), soit un solde net de 8,2 M USD à la charge de la SHT.

2. Cession de créance au profit de CNPCIC et Cliveden : La SRN cède sa créance de 48,7 M USD (avance sur dividendes) à CNPCIC et Cliveden, en contrepartie d'une réduction équivalente de sa dette envers eux.
3. **Cession partielle de l'ajustement post-cession** (25 M USD) de CNPCIC et Cliveden à la SRN, pour réduire les dettes de la SRN envers ces mêmes entités.

(iii) Situation après compensation

À la suite de ces opérations, les soldes résiduels sont réévalués comme suit :

Tableau 58: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden après compensation 2022

Débiteur	Créanciers									
	ETAT	Note	CNPCIC	Note	CLIVEDEN	Note	SRN	Note	SHT	Note
ETAT			20,918	(1)	20,918	(1)	209,500	(2)		
			24,351	(3)	24,351	(3)				
CNPCIC										
CLIVEDEN										
SRN			55,812	(3)	55,812	(3)				
SHT							8,208	(6)		
			101,081		101,081		217,708			

(1) Transport brut – (2) Dette d'électricité – (3) Solde net après compensation – (4) Reste du prêt actionnaires non compensé

(iv) Modalités de remboursement de la dette

Le Mémoire prévoit le remboursement par l'État d'un montant total de 259,6 millions USD, couvrant:

- la dette de 209,5 millions USD due à la SRN pour la production d'électricité (n°1),
- la dette tarifaire de 41,84 millions USD liée au transport de la Redevance en Nature (n°2),
- et le solde du prêt actionnaires dû à la SRN pour un montant de 8,28 millions USD (n°4).

Ce remboursement devait être effectué sur quatre ans à compter de janvier 2020, par la fourniture de volumes de brut prélevés sur la Redevance en Nature. Le Mémoire ne prévoit pas l'application d'intérêts.

(v) Suivi des remboursements (2020–2023)

Selon les informations communiquées par la SRN, la dette croisée entre l'État, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN a été intégralement apurée en 2023 dans le cadre du mécanisme de compensation (SWAP) prévu par le **Mémoire d'Entente du 7 janvier 2018**.

Les remboursements annuels de 64,9 millions USD correspondent à des compensations en nature (valeur de la redevance brute déduite des coûts de raffinage, de transport et de fourniture d'électricité), sans mouvement de trésorerie entre les parties.

Cependant, les opérations hors champ du Mémoire ont généré une dette résiduelle cumulée estimée à 105,52 millions USD au 31 décembre 2023 (voir section 4.3.3 point viii).”

Tableau 59: Solde de la dette de l'Etat (en millions USD)

Dette	Encours initial	Remboursements				Encours au 31/12/2023
		2020	2021	2022	2023	
1. Dettes de production raffinée du SRN	209,48	52,37	52,37	52,37	52,37	-
2. Dettes tarifaires de la Redevance en Nature	41,84	10,46	10,46	10,46	10,46	-
3. Solde du prêt de l'actionnaire de la SRN	8,28	2,07	2,07	2,07	2,07	-
Total	259,59	64,9	64,9	64,9	64,9	-

4.3.5. Acquisition des intérêts de PETRONAS

(i) Nature de l'opération et parties

En 2023, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a procédé à l'acquisition de 35 % des intérêts détenus par PETRONAS dans les actifs pétroliers opérés par TPC (ex-Esso). Cette opération s'inscrit dans le cadre du renforcement de la participation de l'État tchadien dans les activités pétrolières amont.

À ce stade, **il n'a pas été possible d'établir de manière concluante** si le règlement de cette acquisition a été, en tout ou partie, formellement adossé à des recettes issues de la commercialisation de pétrole brut. Toutefois, certains éléments ont conduit à examiner cette opération à titre informatif au regard des dispositions de la Norme ITIE 2023 relatives aux accords adossés aux ressources naturelles, dans **l'hypothèse où un tel adossement serait confirmé**.

(iii) Informations financières relatives à l'acquisition

Les principaux éléments financiers connus de cette opération sont les suivants¹⁰⁵ :

- **Prix total d'acquisition** des actifs PETRONAS : 266 000 000 USD ;
- Paiements effectués :
 - 125 396 539,02 USD, réglés le 24 mai 2023 ;
 - 110 171,51 USD, versés **au cours de l'année 2024** ;

En complément, **un financement direct de l'État** a été mobilisé pour appuyer la SHT dans la phase initiale de l'opération. À ce titre, 410 millions FCFA ont été mobilisés en 2023, correspondant à un **financement avancé par l'État** afin d'initier le rachat de la participation de PETRONAS et de couvrir les besoins de trésorerie de la société liés à cette acquisition.

Selon les informations communiquées par la SHT, **le solde de l'opération n'a pas transité par le compte courant de la société**, mais a été pris en charge directement par le Trésor public et finalisé en 2024.

¹⁰⁵ Source : SHT

Toutefois, les données complémentaires relatives aux modalités contractuelles et financières du **règlement de l'acquisition n'ont pas pu être obtenues**, malgré les diligences entreprises. En particulier, il n'a pas été possible de déterminer :

- l'existence ou non d'un mécanisme formel d'adossement du règlement à des cargaisons de brut;
- les modalités exactes d'affectation des recettes au paiement du prix d'acquisition ;
- ni le cadre budgétaire et comptable détaillé applicable à cette opération.

En l'absence de ces informations, l'opération est présentée à titre informatif au regard de la Norme ITIE 2023, sans pouvoir être qualifiée de manière définitive comme un accord adossé aux ressources naturelles.

4.4. Revenus provenant du transport et du raffinage

4.4.1. Secteur des hydrocarbures

Le transport du pétrole brut dans le secteur des hydrocarbures tchadien génère des revenus pour l'État à travers plusieurs mécanismes : droits de transit, impôts et taxes, dividendes, ainsi que certains flux indirects via les entreprises publiques.

4.4.1.1. TOTCO (Tchad Oil Transportation Company)

Le 10 juillet 1998, une **Convention d'Établissement** a été signée entre l'État tchadien et TOTCO, société chargée de l'exploitation du tronçon tchadien du pipeline reliant Komé à la frontière camerounaise. TOTCO assure également l'intégration technique des pipelines de CNPCI et de Petrochad Transportation Company.

Avant la nationalisation (jusqu'en 2022), le capital de TOTCO était détenu par plusieurs actionnaires, dont Esso Exploration and Production Chad Inc. (EEPCI), PETRONAS, et l'État tchadien à travers :

- SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda) : 21,54 % ;
- **Participation directe de l'État** : 8,12 %.

Après la nationalisation d'ExxonMobil et l'acquisition des actifs de PETRONAS en 2023, TOTCO est désormais détenue à 100 % par l'État tchadien, directement et indirectement, à travers :

- SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda) : 21,54 % ;
- SHT DOBA Pipeline Investment Inc. : 30,16 % ;
- TPC (Tchad Petroleum Company) : 40,18 % ;
- **Participation directe de l'État** : 8,12 %.

Cette structure permet à l'État de bénéficier de plusieurs types de revenus :

- des droits de transit et **droits d'accès** ;
- des impôts et taxes collectés via la Direction Générale des Impôts (DGI) ;
- des dividendes perçus directement ou indirectement via la SHT et la TPC .

➤ *Volumes transportés et droits perçus en 2023*

Volumes de brut transportés en 2023

En 2023, TOTCO a enregistré un total de 45 883 126 barils transportés via le pipeline. Ces volumes résultent de quatorze cargaisons chargées entre février et décembre 2023, auxquelles s'ajoute une cargaison comptabilisée en janvier 2024 mais rattachée aux opérations de l'exercice 2023.

L'évolution annuelle reflète une légère hausse par rapport à 2022, où les volumes transportés s'élevaient à 45,16 millions de barils (+1,6 %).

Taux applicables et calcul des droits de transit

Deux taux unitaires de droit de transit ont été appliqués en 2023 :

- 1,1715 USD/bbl pour les cargaisons de février ;
- 1,2676 USD/bbl pour les cargaisons transportées à partir de juillet.

Ces taux tiennent compte des conditions contractuelles convenues entre les parties prenantes ainsi que de l'ajustement tarifaire intervenu au cours de l'année.

Droits de transit versés selon TOTCO

Sur la base des volumes transportés et des taux applicables, le montant total des droits de transit versés au titre de l'année 2023 s'élève à 57 614 969 USD soit 34 603 584 780 FCFA

Ces droits ont été consignés comme intégralement versés au Trésor public dans les déclarations soumises par TOTCO.

Le tableau ci-dessous présente les volumes par cargaison, les taux unitaires, ainsi que les droits correspondants :

Date de chargement	Volume chargé (bbl)	Taux USD/bbl	Droit dû (USD)	Droit versé (FCFA)
3-Feb-23	2 705 574,74	1,1715	3 169 632,18	1 903 682 991
3-Feb-23	2 983 436,63	1,1715	3 495 152,67	2 099 190 793
24-Feb-23	3 035 398,00	1,2676	3 847 679,53	2 310 918 637
21-Jul-23	2 950 889,05	1,2676	3 740 556,13	2 246 580 258
21-Jul-23	3 295 141,39	1,2676	4 176 931,47	2 508 667 550
21-Jul-23	3 515 930,14	1,2676	4 456 803,96	2 676 759 135
21-Jul-23	4 022 368,19	1,2676	5 098 766,41	3 062 322 168
21-Jul-23	3 245 035,86	1,2676	4 113 417,53	2 470 521 039
4-Oct-23	3 458 821,28	1,2676	4 384 412,60	2 633 280 840
4-Oct-23	3 352 199,60	1,2676	4 249 258,63	2 552 107 284
16-Oct-23	3 377 302,23	1,2676	4 281 078,80	2 571 218 498
27-Dec-23	3 316 522,74	1,2676	4 204 034,53	2 524 945 661
27-Dec-23	3 201 900,93	1,2676	4 058 739,57	2 437 681 422
17-Jan-24*	3 422 604,94	1,2676	4 338 504,66	2 605 708 504
Total	45 883 126	—	57 614 969	34 603 584 780

Source : Déclaration ITIE TOTCO

Comparaison avec les paiements enregistrés par la Trésorerie

Selon les informations transmises par la Trésorerie nationale, le montant total des droits de transit effectivement encaissé en 2023 s'élève à 34 266 456 397 FCFA. Ce niveau d'encaissement est globalement conforme aux déclarations de TOTCO, qui font état de 34 603 584 780 FCFA, soit un écart résiduel de 337 128 383 FCFA, représentant environ 1 % du montant déclaré.

➤ *Impôts et taxes*

TOTCO a déclaré avoir payé un total de 2 209 653 226 FCFA de charges fiscales en 2023 contre 2 207 239 757 FCFA en 2022.

Le détail des paiements par flux est présenté ci-dessous :

Flux	Année 2022	Année 2023
Impôt sur les Sociétés (IS)	1 886 123 118	1 984 949 335
IRPP	255 477 909	205 259 572
Autres Droits et taxes douanières	30 230 158	19 413 999
IS libératoire	23 006 896	
IPP/Loyers	12 388 236	
Contribution de l'ONASA (FIR)	13 440	30 320
Total	2 207 239 757	2 209 653 226

➤ *Dividendes*

- La DGTCP a déclaré avoir reçu 177,4 millions FCFA de TOTCO au titre de la participation de la SHT dans TOTCO (21,54 % du capital). Les dividendes reportés se rapportent à 2021.
- TOTCO n'a rien déclaré comme versement à l'État au titre de ces dividendes.

➤ *Dépenses sociales*

TOTCO n'a rapporté aucune dépense sociale pour l'année 2023.

4.4.1.2. *COTCO: Cameroon Oil Transportation Company*

La Cameroon Oil Transportation Company (COTCO) est la société chargée de l'exploitation du tronçon camerounais du pipeline Tchad-Cameroun, reliant la frontière tchadienne à la station terminale de Kribi, sur la côte atlantique.

Ce pipeline, long d'environ 890 kilomètres, est la propriété de COTCO, société de droit camerounais, qui en assure également **l'exploitation, l'entretien et la maintenance**.

En raison de sa domiciliation au Cameroun, **COTCO n'est pas assujettie à la fiscalité tchadienne**.

Avant 2023, le capital de COTCO était détenu notamment par :

- **l'État tchadien** : 2,74 % ;
- la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) : 21,26 % ;
- ExxonMobil (EEPCI) et PETRONAS : 21,06% et 29,77% respectivement.

À la suite de la nationalisation des actifs d'ExxonMobil et de l'acquisition par la SHT, en mai 2023, des actifs de PETRONAS, la structure actionnariale de COTCO a été profondément modifiée.

Ainsi, COTCO est désormais détenue à 74,83 % **directement et indirectement par l'État tchadien**, à travers :

- SHT et ses filiales : 51,03 % (dont 21,26 % initialement détenus et 29,77 % acquis à PETRONAS) ;
- TPC (Tchad Petroleum Company) : 21,06 % (parts issues de la nationalisation d'ExxonMobil) ;
- **Participation directe de l'État** : 2,74 %.

De ce fait, l'État tchadien contrôle désormais **l'ensemble du consortium de transport pétrolier Tchad-Cameroun (TOTCO et COTCO)**. Les revenus perçus par le Tchad au titre de cette infrastructure proviennent essentiellement des dividendes distribués aux actionnaires étatiques (SHT, TPC et État).

➤ *Dividendes perçus*

- La DGTCP n'a pas reporté de dividendes perçus de COTCO pour l'année 2023.

Figure 9 Pipeline TOTCO/COTCO



4.4.1.3. PetroChad Transportation Company Ltd

PetroChad Transportation Company Ltd (PTC) est une société de transport d'hydrocarbures domiciliée au Tchad. Elle était filiale du groupe Glencore PLC jusqu'à sa cession à PERENCO en juin 2022.

PTC opère un pipeline de 16 kilomètres reliant les installations de traitement de Badila au système principal de TOTCO, assurant ainsi le transport du pétrole brut extrait des blocs DOB (Mangara) et DOI (Badila). L'exploitation de cette infrastructure repose sur un **contrat de transport signé avec l'État tchadien le 16 août 2013**.

➤ *Principales dispositions contractuelles*

Le contrat de transport entre l'État et PTC prévoit notamment :

- Tarification du transport : Un tarif initial de 1,29 USD par baril transporté, révisable afin de garantir un taux de rendement interne de 11 % pour les investisseurs (Art. 4.1.6).

- **Fiscalité applicable :**
 - Paiement de l'impôt sur les sociétés (IS) selon le régime fiscal de droit commun (Art. 7.4);
 - Paiement d'une redevance superficielle annuelle de 45 USD par km², exigible chaque 31 mars (Art. 7.5) ;
 - Exonération totale de droits de transit pour les hydrocarbures produits sur le sol tchadien ; pour les hydrocarbures importés, un droit de transit compris entre 0,5 et 2 USD par baril s'applique (Art. 7.6) ;
 - Exonération de tous autres impôts et taxes (hors IS, redevance superficielle et droit de transit sur importation) (Art. 7.8).
- **Participation de l'État :** L'État exerce un droit de participation de 25 % dans le capital et les droits de vote de la PTC. Toutefois, ce droit est conditionné à la garantie d'un rendement interne de 11 % pour les actionnaires financiers. Les modalités de financement de cette participation doivent être convenues par accord spécifique (Art. 20).

➤ *Revenus déclarés en 2023*

Selon les données fournies par la DGI, **aucun paiement significatif n'a été enregistré** de la part de PTC au titre de l'exercice 2023.

Figure 10 Pipeline Petrochad Transportation Company



4.4.1.4. Pipeline Ronier-Djarmaya et le Pipeline Ronier-Kome

Les pipelines Ronier–Djarmaya et Ronier–Komé relient les champs pétroliers exploités par CNPCIC au réseau de transport de TOTCO et à la raffinerie de N'Djamena (SRN). Ils constituent un maillon stratégique pour l'acheminement du pétrole brut destiné à la transformation locale ou à l'exportation.

➤ *Dispositions contractuelles issues du Mémorandum de 2018*

Selon le **Mémorandum d'entente du 7 janvier 2018**, signé entre l'État, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la SRN, les parties ont convenu des dispositions suivantes :

- Le tarif de transport applicable à la Redevance en Nature livrée à la SRN par les pipelines Ronier-Djarmaya et Ronier-Komé est fixé à 4 USD par baril, à compter du 1er janvier 2018, et ce **jusqu'à la création d'une société de pipeline indépendante**.
- Cette société indépendante devait être créée avant le 31 décembre 2018, sous réserve de l'approbation des conseils d'administration des membres du Consortium.
- En attendant cette création, les montants dus au titre du tarif de transport doivent être versés par la SRN, **pour le compte de l'État**, dans un compte fiduciaire co-géré par la CNPCIC, la SHT et la SRN.
- Les fonds ainsi déposés doivent ensuite être reversés au consortium dans un délai de 15 jours suivant la mise en place effective de la société de transport.

➤ *Volumes transportés et montants dus en 2023*

En 2023, 4 millions de barils ont été livrés à la SRN au titre de la Redevance en Nature. Sur cette base¹⁰⁶:

- Le montant dû pour le transport via le pipeline Ronier-Djarmaya s'élève à 16 millions USD ;
- Le montant dû pour le pipeline Ronier-Komé s'élève à 950,1 milles USD.

Ces chiffres sont issus du rapport de la SRN sur le traitement du brut. Toutefois, aucune confirmation de versement effectif sur le compte fiduciaire n'a pu être obtenue.

➤ *Revenus potentiels pour l'État via la SHT*

La SHT, en tant que membre du consortium CNPCIC à hauteur de 10 %, est éligible à une part des revenus générés par le transport du brut. À ce titre, les **revenus potentiels pour l'État** au titre de l'exercice 2023 sont estimés à environ 1,7 millions USD.

➤ *Situation en 2023*

À la date de rédaction du présent rapport :

- aucune **information n'a été communiquée** sur l'état d'avancement de la création de la société indépendante de pipeline ;
- et la traçabilité des paiements sur le compte fiduciaire demeure à documenter.

¹⁰⁶ Source : Déclaration ITIE SRN 2023

4.4.2. Secteur minier

Dans le secteur minier, le transport des produits extraits est assuré directement par les sociétés minières elles-mêmes. Il ne constitue donc pas une activité séparée soumise à une fiscalité spécifique.

Les revenus générés par cette activité de transport sont intégrés dans la fiscalité globale appliquée aux sociétés minières, notamment à travers l'impôt sur les bénéfices, la TVA, et les autres taxes applicables. Ainsi, la fiscalité liée au transport minier est comprise dans les recettes globales déclarées par les entreprises du secteur extractif.

4.4.3. Revenus de secteur de raffinage

Les revenus issus du secteur du raffinage proviennent exclusivement de la Société de Raffinage de **N'Djamena (SRN)**, unique raffinerie en activité au Tchad. En 2023, selon les données fournies par les administrations publiques concernées, la SRN a versé un total de 128,64 milliards FCFA aux entités collectrices de l'État.

Tableau 60 Paiements du secteur de raffinage 2023¹⁰⁷

Flux	Entités Perceptrices	Année 2023
Retenue à la source (IRVM)	DGI	34 521 038 605
Redvance FER	Fond d'entretien routier	30 421 109 065
Redevance ARSAT	ARSAT	18 327 305 664
Impôt sur les Sociétés (IS)	DGI	17 540 182 660
Dividendes au titre des participations - SRN	DGTCP	11 266 715 006
Taxe spécial	DGI	5 000 000 000
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	DGI	3 094 967 548
Taxe forfaitaire	DGI	2 212 362 698
IRPP	DGI	2 103 613 156
ONAPE ANAT	ANAT	843 181 269
Cotisation patronale CNPS	CNPS	782 233 312
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	DGI	613 943 641
Contribution de la patente	DGI	440 798 702
Taxe foncière	DGI	440 798 702
Revenue Sharing Tax (RST)	DGDDI	278 895 589
Redevance SRN	DG. Domaines	238 576 651
IPP/Loyers	DGI	206 665 500
Amendes et Pénalités	DGI	194 601 278
IS libératoire	DGI	109 166 680
Contribution de l'ONASA (FIR)	DGI	195 080
Total Général		128 636 350 806

¹⁰⁷ Déclarations ITIE 2022 SRN

4.5. Transactions liées aux entreprises d'État

Les transactions liées aux entreprises d'État dans les secteurs des hydrocarbures et des mines sont décrits au niveau des [sections 2.6.1.3](#) et [2.6.2.3](#) du présent rapport.

4.6. Paiements infranationaux

4.6.1. Cadre juridique

Les Collectivités territoriales décentralisées (CTD) sont régies par la Constitution et les lois n°002/PR/2000, n°11/PR/2004, n°12/PR/2004 et n°033/PR/2006 relatives à leur statut, leur régime financier et aux transferts de compétences.

Leurs ressources comprennent notamment les impôts locaux, les dotations et subventions de l'État, ainsi qu'une quote-part sur les produits des ressources du sol et du sous-sol exploitées sur leur territoire, conformément aux dispositions suivantes :

- La loi de finances 2022 a instauré un nouveau cadre de gestion des revenus pétroliers, remplaçant la loi n°001/PR/1999. Elle prévoit notamment l'allocation de 5 % des redevances pétrolières aux provinces productrices, dans le cadre d'un mécanisme de transferts infranationaux intégrés au budget général de l'État ;
- Le décret n°0120/PT/PM/MFBCP/2022 du 19 décembre 2022 fixe, de manière analogue, l'affectation de **5 % des recettes minières issues de l'or** aux provinces productrices, à travers des comités provinciaux de gestion et des comptes spéciaux du Trésor.

Le Code général des impôts énumère plusieurs taxes locales, dont la contribution des patentes, qui constitue la principale taxe de droit commun applicable au secteur extractif.

4.6.2. Paiements infranationaux liés au secteur extractif

Le cadre juridique en vigueur ne prévoit pas de paiements infranationaux directs effectués par les entreprises extractives au profit des collectivités territoriales décentralisées (CTD).

Les seules ressources locales issues du secteur extractif proviennent de la quote-part de 5 % des redevances pétrolières ou minières, transférée par l'État aux collectivités conformément aux dispositions prévues et en conformité avec la Norme ITIE 2023 (voir section 5.2 sur les transferts infranationaux).

En dehors de ce mécanisme, les entreprises extractives ne versent pas de paiements spécifiques aux CTD. Les flux financiers identifiés relèvent donc uniquement des impôts de droit commun, principalement la contribution des patentes, perçue au profit des budgets communaux.

En 2023, le montant total déclaré au titre de la patente s'élève à 556,7 millions FCFA, répartis comme suit :

Sociétés	Secteur	Année 2023
SRN	Secteur de la Raffinerie	440 798 702
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	Secteur des Hydrocarbures	71 655 173
SHT	Secteur des Hydrocarbures	43 115 714
STE AFRICAINE D'EXPLORATION DES MINERAIS	Secteur Minier	218 750
CHAD MINING GROUP SARL	Secteur Minier	218 750
SOCIETE GENERALE DES MINES A S	Secteur Minier	210 000
HUIBO INTERNATIONAL MINING CO.LTD	Secteur Minier	175 000

Sociétés	Secteur	Année 2023
SOCIETE D'EXPLOITATION MINIERE DE KOURI SARL	Secteur Minier	175 000
SALEH MINING SERVICES SARL	Secteur Minier	109 375
Total Général		556 676 464

4.7. Niveau de désagrégation

Conformément à la Norme ITIE, les entités déclarantes ont été invitées à fournir des informations détaillées sur les flux de paiements en nature et en numéraire, en précisant les éléments suivants :

- La société déclarante,
- **L'entité publique bénéficiaire,**
- Le type de flux (fiscal, parafiscal, social, etc.),
- Et le projet concerné.

Des données sur l'emploi, la production et l'exportation ont également été demandées avec une désagrégation par projet.

Les données désagrégées collectées sont présentées :

- en section [7.1.4](#) et [7.2.4](#) pour les paiements par projet,
- et en annexes 26 et 28 pour les paiements par projet et par flux.

➤ Définitions retenues

(i) Sociétés : Ce sont les entités juridiques sélectionnées dans le périmètre du rapport et ayant la qualité de contribuables dans les secteurs pétrolier, minier, du transport pétrolier et du raffinage. La liste des sociétés est présentée en annexe 11.

(ii) Entités publiques collectrices : Il s'agit des régies financières, sociétés d'État, établissements publics ou fonds spéciaux impliqués dans la liquidation ou la collecte des paiements issus du secteur extractif. La liste complète est disponible en [section 4.1.2.4](#).

(iii) Flux de paiement : Cela inclut tous les paiements en numéraire ou en nature (fiscaux, non fiscaux, sociaux ou environnementaux), qu'ils soient réglementaires ou contractuels. Les flux sont listés en [section 4.1.2.2](#). Pour chaque flux reporté, un détail par quittance et par date de paiement a été demandé.

(iv) Projet : Un projet est défini comme l'ensemble des opérations régies par un contrat, une licence ou une autorisation attribuant des obligations de paiement à une entreprise extractive envers l'État.

- Dans le secteur pétrolier, un projet correspond à un contrat de partage de production détenu par un consortium.
- Dans le secteur minier, il correspond à un titre minier ou une autorisation.

À noter : le système fiscal tchadien reste majoritairement structuré autour du **numéro d'identification fiscal de l'entreprise**, ce qui limite la reconnaissance des projets par les régies comme la DGI, la DGDDI ou la DGTCP. Seules les taxes spécifiques prévues dans les codes pétrolier et minier sont généralement liquidées et recouvrées par projet.

➤ *Flux recouverts par projet*

Le tableau ci-dessous indique les flux effectivement liquidés et recouverts par projet, conformément à la désagrégation demandée aux entités déclarantes :

Tableau 61 Flux de paiements liquidés et recouverts par projet

N°	Nomenclature des flux	Projet (Oui/Non)
Paielements en nature		
1	Part de la production de l'État (Profit Oil État)	Oui
2	Part de la production de SHT (Profit Oil - Cost Oil SHT)	Oui
3	Redevance sur production	Oui
4	Tax Oil collecté	Oui
5	Interest Oil - Etat contractant	Oui
6	Interest Oil SHT Contractant	Oui
7	Interest Oil SHT PCCL Contractant	Oui
Paielements en numéraire		
DGTP / DGTM		
8	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	Oui
9	Redevance superficielle	Oui
10	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP)	Oui
11	Frais d'audit des coûts	Oui
SHT		
12	Redevance sur production	Oui
13	Tax Oil collecté	Oui
14	Interest Oil - Etat contractant	Oui
15	Interest Oil SHT Contractant	Oui
16	Interest Oil SHT PCCL Contractant	Oui
17	Commission de commercialisation collectée par la SHT	Oui
DGTCP		
21	Bonus de Signature	Oui
22	Bonus d'attribution d'autorisation d'exploitation	Oui
24	Taxe sur cession d'actif	Oui
25	Taxe Ad valorem	Oui
26	Taxe de bornage	Oui
27	Taxe sur le Natron	Oui
DGID		
31	Impôt sur les Sociétés (IS)	Oui / Non
45	Droit d'enregistrement	Oui
48	Taxe spécial	Oui

N°	Nomenclature des flux	Projet (Oui/Non)
49	Droit de passage /d'accès TOTCO	Oui
	Ministère de l'environnement	
53	Taxe sur la protection de l'environnement	Oui
54	Droits au titre de l'octroi des permis environnementaux	Oui
55	Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation	Oui
57	Indemnisations pour dommages causés à l'environnement	Oui
	DGTM	
70	Appui Institutionnel à la DGTM	Oui
71	Taxe sur les granulats	Oui
72	Taxe sur l'orpaillage	Oui
73	Droit fixe	Oui
74	Redevance superficielle	Oui
75	Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)	Oui
76	Taxe sur la Rente Minière (TRM)	Oui
	Paiements Sociaux	
92	Paiements sociaux obligatoires	Oui

(*) Dans le secteur pétrolier, les entreprises sont tenues de rapporter les paiements de l'impôt sur les sociétés par projet, tandis que dans le secteur minier, ce n'est pas le cas.

4.8. Base et période de déclaration

Ce rapport ITIE couvre les paiements et revenus effectivement perçus ou versés entre le 1er janvier et le 31 décembre 2023, conformément au principe de comptabilité de caisse.

Lorsque des flux ont été déclarés en devises étrangères, notamment en dollars américains (USD), une conversion en francs CFA (FCFA) a été appliquée sur la base du taux de change moyen annuel 2023, soit : 1 USD = 604,326 FCFA¹⁰⁸. Ce taux a été retenu **en l'absence de taux spécifique fourni par les entités déclarantes**.

4.9. Qualité et assurance des données

4.9.1. Pratiques d'audit

4.9.1.1. Secteur public

4.9.1.1.1. Cadre comptable

La comptabilité de l'État tchadien repose sur plusieurs textes réglementaires, notamment :

- Le [Décret](#) n° 321/PCE du 26 avril 2016 relatif au Plan Comptable de l'État ;
- Le [Décret](#) n° 817/RGCP du 1er avril 2015 portant Règlement Général de la Comptabilité Publique;
- La [Directive](#) n° 01/11-UEAC-190-CM-22 du 19 décembre 2011, relative aux lois de finances au sein de la CEMAC.

Toutefois, en pratique, l'application de ces normes reste partielle. La comptabilité du Trésor s'appuie toujours largement sur l'ancien plan comptable de l'UDEAC (1974), tandis que la comptabilité patrimoniale selon les normes IPSAS n'est pas encore mise en œuvre.

¹⁰⁸ [Cours moyen annuel 2022 USD/FCFA de 625.022](#)

4.9.1.1.2. Cadre et Pratiques d'audit

Le contrôle externe des finances publiques est assuré par la Cour des Comptes. La Cour intervient dans le cadre de la :

- Loi organique n° 017/PR/2014 du 19 mai 2014, qui définit son organisation et ses attributions;
- Constitution du Tchad (article 154), révisée par les lois constitutionnelles n° 008/PR/2005 et n° 013/PR/2013.

Conformément à ces textes, la Cour est chargée de :

- Juger les ordonnateurs, comptables publics et contrôleurs financiers ;
- Contrôler la légalité et la régularité des opérations budgétaires et financières de l'État ;
- Produire un **rapport annuel sur l'exécution des lois de finances**, accompagné d'une déclaration générale de conformité, transmis à l'Assemblée nationale avec le projet de loi de règlement (article 52 de la loi organique n° 017/2014).

Contrôles effectués

La Cour réalise principalement deux types de contrôles :

1. **Contrôle de l'exécution des lois de finances :**

- Vérification de la conformité entre les chiffres présentés dans le projet de loi de règlement (PLR), les comptes de gestion et les prévisions de la loi de finances.

2. Contrôle budgétaire et de gestion portant sur :

- Les opérations de l'État (recettes et dépenses budgétaires) ;
- Les entreprises publiques (bilan, compte de résultat, annexes) ;
- Les organismes de sécurité sociale et projets financés par des partenaires ;
- Les bénéficiaires de subventions publiques (ONG, partis politiques, etc.).

La Cour des Comptes applique les normes nationales ainsi que les normes INTOSAI, en tant que membre du CREDAF, de l'AFROSAI et de l'INTOSAI.

Situation en 2022

Pour l'exercice concerné, la Cour a produit le [rapport d'exécution](#) de la loi de finances 2022. Toutefois, la déclaration générale de conformité n'est toujours pas publiée.

4.9.1.2. Secteur privé

4.9.1.2.1. Cadre comptable

Le Tchad est membre de l'**Organisation pour l'Harmonisation en Afrique du Droit des Affaires** (OHADA), qui établit des règles de droit des affaires communes aux 17 États membres, y compris en matière de normes comptables.

Depuis 2001, l'application du Système Comptable OHADA (SYSCOHADA) est obligatoire pour toutes les entreprises. Bien que ce référentiel diffère des normes IFRS, la réforme de 2017 a permis une modernisation progressive du cadre comptable.

Depuis le 1er janvier 2019, l'adoption des IFRS est obligatoire pour¹⁰⁹ :

- Les sociétés cotées en bourse ;
- Les **autres entités d'intérêt public** telles que les établissements financiers, compagnies d'assurances ou entreprises stratégiques.

4.9.1.2.2. Cadre et Pratiques d'audit

Conformément à [l'Acte Uniforme](#) OHADA, les obligations de désignation de commissaires aux comptes varient selon le statut juridique et les seuils financiers suivants (bilan > 125 millions FCFA, CA > 250 millions FCFA, effectif > 50) :

- SA : désignation obligatoire (1 ou 2 CAC selon qu'il y ait appel public à l'épargne ou non) ;
- SARL et SAS : désignation requise si deux des seuils sont atteints.

Les sociétés publiques telles que la SHT (100 % État) font l'objet d'audits annuels, mais leurs états financiers ne sont pas systématiquement publiés.

La Cour des Comptes, compétente pour les sociétés à capitaux publics (Loi n°17/PR/2014), exerce un contrôle complémentaire.

Depuis le [Règlement N°1/2017/CM/OHADA](#), les audits sont réalisés selon les Normes Internationales d'Audit (ISA).

4.9.2. Évaluation des pratiques d'audit

L'Administrateur Indépendant (AI) a évalué la fiabilité du **Cadre de l'Audit et du Contrôle (CAC)** applicable aux entités déclarantes en se fondant sur les critères suivants :

- Publication des comptes et des rapports d'audit ;
- Existence et régularité des audits externes ;
- Normes comptables et d'audit appliquées.

Tableau 62 **Évaluation du Cadre de l'Audit et du Contrôle au Tchad**

	Comptes publiés	Rapports d'audit publiés	Existence d'un audit externe	Normes comptables appliquées	Audit périodique	Normes d'audit appliquées
Sociétés pétrolières	Non	Non	Oui	Règles Comptables de l'OHADA	Oui	Normes locales/Normes Internationales ISA
Sociétés Minières & des Carrières	Non	Non	Oui			
Sociétés d'Etat	Non	Non	Oui			
Régies financières	Oui	Non	Oui	Directive CEMAC N°02 11 UEAC 190 CM 22	Oui	Normes internationales de l'INTOSAI

Conclusion de l'évaluation

¹⁰⁹ [IFRS](#)

- Entités gouvernementales : Le **cadre d'audit est jugé peu fiable**. Bien que la Cour des Comptes soit compétente pour le contrôle externe, les audits ne sont pas réguliers et les normes comptables nationales ne sont pas encore alignées sur les standards internationaux (IPSAS).
- Entreprises extractives (publiques et privées) : Le **cadre d'audit est considéré moyennement fiable**. Les audits sont obligatoires et réalisés, mais les rapports ne sont pas publiés, et les règles comptables OHADA restent différentes des IFRS, sauf pour les sociétés d'intérêt public.

Cette évaluation suggère qu'un **renforcement du dispositif d'audit et de transparence** est nécessaire pour améliorer la fiabilité des données déclarées, conformément aux exigences de l'Exigence 4.9 de la Norme ITIE 2023.

4.9.3. Procédures d'assurance des données convenues

4.9.3.1. Procédures convenues par le HCN

Conformément à l'exigence 4.9 de la Norme ITIE 2023, le HCN-ITIE a adopté un ensemble de mesures **d'assurance** visant à renforcer la fiabilité et l'exhaustivité des données collectées auprès des entités déclarantes.

Pour les entreprises extractives, les formulaires de déclaration doivent :

- Être signés par un haut responsable ou une personne habilitée à engager l'entreprise ;
- Être accompagnés des états financiers 2023 et d'un rapport d'audit, ou d'un document attesté par le commissaire aux comptes ;
- Être certifiés par un auditeur externe (le cas échéant, le commissaire aux comptes) ;
- Pour les données relatives aux bénéficiaires effectifs, inclure une attestation de véracité signée par un haut responsable.

Pour les administrations publiques et organismes collecteurs, les formulaires doivent :

- Être signés par un haut responsable ou une personne habilitée ;
- Être accompagnés, pour les régies financières, d'une lettre d'affirmation de la Cour des Comptes, certifiant que la vérification a été effectuée conformément aux normes internationales d'audit (INTOSAI).

La liste des entités conformes à ces procédures est fournie en annexe 17.

4.9.3.2. Procédures mises en œuvre par l'AI

En complément des dispositifs d'assurance prévus par le HCN, et compte tenu des limites identifiées dans les pratiques d'audit (cf. [section 4.9.2](#)), l'AI a appliqué les procédures suivantes :

- Rapprochement des données déclarées par les entreprises publiques avec leurs états financiers (quand disponibles) ;
- Vérification croisée des données de la DGTCP avec celles des régies financières (DGI, DGDDI, DGTM) ;
- Rapprochement avec la balance des comptes de l'État ;
- Comparaison des données avec celles issues des notes sectorielles officielles (notamment sur

les revenus pétroliers) ;

- Validation croisée avec les données publiquement disponibles ou rendues accessibles par les sociétés extractives.

Les résultats de ces rapprochements et ajustements sont présentés en [section 4.9.6.2](#) du rapport.

4.9.4. Exhaustivité et fiabilité des données reportées

4.9.4.1. Exhaustivité des données

a) Entités publiques

Sur les 17 entités publiques perceptrices incluses dans le périmètre du Rapport ITIE 2023, 07 n'ont pas soumis de déclaration ITIE complète. Certaines ont transmis des informations partielles, agrégées ou extraites de systèmes administratifs.

Conformément à la Norme ITIE, l'Administrateur Indépendant a évalué, pour chaque catégorie de recettes, si ces limitations de déclaration avaient ou non un impact matériel sur l'exhaustivité des données publiées, en tenant compte :

- des sources alternatives disponibles (déclarations des entreprises, données de la SHT, de la SRN, etc.) ;
- du degré de désagrégation atteint ;
- et de la capacité à retracer les flux financiers de manière fiable.

Sur cette base, les limitations observées ont été classées en deux catégories distinctes.

➤ Limitations ayant un impact sur l'exhaustivité des données du rapport

Ces limitations n'ont pas pu être entièrement compensées par d'autres sources et affectent la couverture ou la désagrégation de certains flux.

Tableau 63 – Limitations avec impact sur l'exhaustivité

Catégorie de recettes	de	Entité(s) concernée(s)	Limitation constatée	Impact sur les données du rapport
Transferts collectifs territoriaux (hydrocarbures et Mines)	aux	DGTCP	Absence de données détaillées et consolidées sur les transferts effectués en 2023.	Les transferts ne peuvent être retracés de manière exhaustive et ne sont pas présentés dans le rapport.
Compensations liées aux ventes de brut à la SRN - (hydrocarbures)		DGTCP	Absence de déclaration des encaissements au titre des compensations dues par CNPIC et Cliveden.	Montants dus identifiés (41,29 millions USD) sans confirmation de leur recouvrement effectif ni de leur enregistrement budgétaire.
Paiements sociaux obligatoires (secteur minier)		DGTM	Absence de données sur les paiements liés aux plans de développement communautaire.	Impossibilité de documenter et de vérifier ces paiements pour 2023.

Catégorie de recettes	Entité(s) concernée(s)	Limitation constatée	Impact sur les données du rapport
Contributions à la formation et aux équipements (mines)	DGTM	Absence de communication des montants encaissés en 2023.	Impossibilité de documenter et de vérifier ces paiements pour les exercices 2022 et 2023, aucun paiement n'ayant été effectué au titre de ces deux années.
Taxes EMAPE – collecte et transferts (mines)	SONEMIC	Absence de déclaration des taxes collectées et reversées.	Recettes non retracées au budget pour un montant estimé à 396,16 millions FCFA.

➤ **Limitations de déclaration sans impact matériel sur l'exhaustivité**

Dans les cas ci-dessous, l'absence de déclaration ITIE formelle par certaines entités publiques n'a pas affecté de manière significative l'exhaustivité des données, les flux concernés ayant pu être reconstitués ou confirmés à partir de sources alternatives fiables.

Tableau 64 – **Limitations sans impact matériel sur l'exhaustivité**

Catégorie de recettes	Entité(s) concernée(s)	Limitation constatée	Traitement dans le rapport
Recettes budgétaires non fiscales (hydrocarbures)	DGTCP	Absence de déclaration ITIE formelle ; données transmises sous forme agrégée.	Revenus globaux présentés sur la base des données DGTCP et rapprochés des déclarations des entreprises.
Paiements en nature – parts de l'État et des entreprises publiques (champs TPC)	SHT	Indisponibilité des données de production et de partage désagrégées par champ pour les actifs opérés par la TPC (ex-EEPCI), liée à des contraintes exceptionnelles d'accès aux systèmes de données au second semestre 2023 (voir annexe 13).	Revenus en nature estimé sur la base des enlèvements des parts de production de l'Etat et des entreprises d'Etat.
Redevance statistique à l'exportation-RSE (Hydrocarbures)	DGDDI	Absence de déclaration ITIE formelle ; extractions administratives partielles.	RSE reporté à partir des données DGTCP.
Contributions à la formation et aux équipements (mines)	DGTM	Absence de communication des montants encaissés en 2023.	Données de référence présentées à partir des paiements déclarés les années précédentes.

Catégorie de recettes	Entité(s) concernée(s)	Limitation constatée	Traitement dans le rapport
Contribution FER (raffinage)	FER	Absence de déclaration directe.	Données intégrées via la déclaration unilatérale de la SRN.
Recettes domaniales (raffinage)	Direction Générale des Domaines	Absence de déclaration.	Données intégrées via la déclaration unilatérale de la SRN.
Contributions ANAT (raffinage)	ONAPE	Absence de déclaration.	Données intégrées via la déclaration unilatérale de la SRN.
Cotisations sociales	CNRT	Absence de déclaration.	Paiements pris en compte via les déclarations unilatérales des entreprises.

Les détails sont fournis en annexe 19.

b) Entreprises extractives

➤ Entreprises retenues dans le périmètre

Parmi les 16 sociétés incluses dans le périmètre de déclaration, 4 n'ont pas soumis de déclaration conforme aux exigences ITIE. Leurs paiements fiscaux ont été pris en compte à travers la déclaration unilatérale de l'État. Toutefois, leurs paiements potentiels se rapportant aux dépenses sociales et environnementales, n'ont pas pu être documentés. Le détail est fourni en annexe 20.

➤ Entreprises minières

Les entreprises minières n'ont pas été sollicitées pour ce cycle de déclaration. Leurs paiements fiscaux ont été partiellement intégrés via la déclaration unilatérale de l'État, mais aucune information n'a pu être collectée sur leurs contributions sociales, environnementales ou autres paiements volontaires.

4.9.4.2. Fiabilité des données

Conformément aux procédures d'assurance définies par le HCN-ITIE, l'évaluation de la fiabilité repose sur les éléments suivants :

- La signature du formulaire par un représentant habilité ;
- La certification du formulaire par un auditeur externe ;
- L'audit des états financiers 2023.

Les niveaux d'assurance ont été définis comme suit :

Niveau d'assurance	Déclaration signée par un représentant habilité	Déclaration certifiée par un auditeur externe	Les comptes de 2023 ont fait l'objet d'un audit
Faible	Non	Non	Oui/Non
Moyen	Oui	Non	Non
Élevé	Oui	Oui	Oui/Non

- *Évaluation des assurances fournies par les entreprises extractives :*

Déclaration ITIE certifiée	Déclaration ITIE signée	Comptes 2023 certifiés Annexés	Nombre	Total paiements (en milliards FCFA)	Contribution dans les paiements (%)	Evaluation de l'assurance
Non (*)	Oui/Non	Oui/Non	6	176,50	21,78%	Faible
Oui	Oui	Non	4	632,80	78,08%	Moyen
Oui	Oui	Oui	2	1,12	0,14%	Élevé
Évaluation global			12	810,42	100%	Moyen

- *Évaluation des assurances fournies par les entités publiques :*

Déclarations des Entités Publiques	Nombre	Total recettes (en milliards FCFA)	Contribution dans les paiements (en %)	Evaluation de l'assurance
Déclaration non signée et non certifiée	16	1 148,19	98,43%	Faible
Déclaration signée mais non certifiée	1	18,33	1,57%	Moyen
Déclaration signée et certifiée	-	-	0,00%	Elevé
Evaluation global	17	1 166,51	100%	Faible

Le détail est fourni en annexe 20.

4.9.4.3. Conclusion

Sur la base des procédures d'assurance définies par le HCN, l'Administrateur Indépendant a évalué la fiabilité des données après rapprochement financier :

- Pour les entreprises extractives, 21,78 % des paiements ont été classés en niveau faible **d'assurance**, 78,08 % en niveau moyen, et 0,14 % en niveau élevé ;
- Pour les organismes collecteurs, à l'exception de la déclaration de l'ARSAT signée, aucune autre entité n'a fourni de déclaration signée, ce qui place l'ensemble des recettes dans la **catégorie d'assurance faible**.

L'analyse met ainsi en évidence un faible niveau global de fiabilité, en raison de l'absence de certification des entités publiques et du non-respect des procédures d'assurance par une majorité d'entreprises.

Dans ces conditions, il n'est pas possible de conclure avec une assurance raisonnable sur l'exhaustivité et la fiabilité des données ITIE pour l'année 2023.

4.9.5. Confidentialité des données

L'Administrateur Indépendant (AI) a mis en place des mesures appropriées pour garantir la confidentialité des données, le cas échéant, dans le cadre du processus de déclaration ITIE :

- Les informations électroniques reçues ont été conservées dans un dossier sécurisé à accès restreint ;
- Les documents physiques ont été entreposés sous clé ;

- Tous les membres de l'équipe projet ont été sensibilisés aux règles de confidentialité applicables, y compris à l'interdiction de divulguer toute information considérée comme confidentielle.

Ces dispositions visent à assurer la protection des données sensibles transmises par les entités déclarantes.

4.9.6. Résultats des travaux de rapprochement

4.9.6.1. Approche et méthodologie de rapprochement des données

La méthodologie de rapprochement mise en œuvre par l'Administrateur Indépendant (AI) s'est appuyée sur le périmètre convenu par le HCN-ITIE et les exigences de la Norme ITIE 2023.

a) Collecte des données

Les formulaires de déclaration ont été élaborés par l'AI, validés par le Comité ITIE Tchad, puis transmis aux entités déclarantes (entreprises et institutions publiques). Ces formulaires couvraient :

- Les paiements en numéraire et en nature ;
- Les informations contextuelles (production, exportation, emploi, etc.).

Les formulaires complétés ont été retournés à l'AI par voie électronique.

b) Étapes du processus de rapprochement

À réception des déclarations, l'AI a procédé aux étapes suivantes :

- Rapprochement des montants déclarés par les entreprises avec ceux reportés par les entités publiques ;
- Analyse des écarts constatés entre les deux sources ;
- Collecte et vérification des justificatifs (quittances, relevés, correspondances) ;
- Ajustements éventuels des données, lorsque les preuves fournies étaient jugées suffisantes ;
- Relances ciblées en cas de divergences non justifiées, pour compléter ou corriger les informations.

c) Seuils retenus pour l'analyse

Deux seuils ont été définis pour apprécier la significativité des écarts :

- **Seuil d'erreur cumulée acceptable** : 2 % du total des paiements rapprochés. En dessous de ce seuil, les écarts sont considérés comme non significatifs ;
- **Seuil d'analyse individuelle** : 1 million FCFA. Les écarts inférieurs à ce montant ne sont pas analysés en détail, sauf exception.

d) Présentation des résultats

Les résultats détaillés du rapprochement des flux déclarés, les écarts constatés, les ajustements effectués et les écarts non expliqués sont présentés à la section 4.9.6.2 du présent rapport.

4.9.6.2. Résultats des travaux de rapprochement

Nous présentons au niveau de cette section, les résultats des travaux de rapprochement au titre des :

- Paiements en nature ;
- paiements en numéraire ;
- production ; et
- Exportations.

➤ Rapprochement des paiements en nature

Le rapprochement en nature se présente comme suit :

Rapprochement en nature entre la déclaration de la SHT et celles d'OPIC et CEFCHAINAN :

Sociétés	Redevance sur production
CEFCHAINAN	127 388,13
OPIC	128 701,26
Sous Total 1	256 089,39
SHT	388 619,75
Sous Total 2	388 619,75
Ecart	(132 530,36)

Rapprochement en nature entre la déclaration de la SHT et celle de la PCM :

Désignation	Badila			Mangara		
	PCM	SHT	Ecart	PCM	SHT	Ecart
Redevance sur production	574 951,23	983 689,74	(408 738,51)	126 560,53	217 613,60	(91 053,07)
Profit Oil - Etat Contractant	415 175,31	-	415 175,31	91 389,73	-	91 389,73
Profit Oil - SHT Contractant	93 414,44	70 033,79	23 380,65	20 562,69	15 493,00	5 069,69
Total	1 083 540,98	1 053 723,53	29 817,45	238 512,96	233 106,60	5 406,35

➤ Rapprochement des paiements en numéraire

Le total des paiements des sociétés qui n'ayant pas transmis leurs formulaires de déclaration, et dont les montants ont été extraits des données des régies financières, s'élève à 30 milliards FCFA. Le détail se présente comme suit :

Sociétés	Flux	Régies	Montant
PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	Impôt sur les Sociétés (IS)	DGI	21 856 320 000
	Amendes et Pénalités	DGI	13 704 468
	IRPP	DGI	8 571 898
	Contribution ONASA	DGI	240
Total des paiements non reportés par PETRONAS			21 878 596 606
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	DGDDI	3 219 670 666
	Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	DGDDI	2 006 594 473
	Redevance Statistique à l'Exportation (RSE)	DGDDI	864 565 066
	Autres paiements significatifs	DGDDI	766 801 977
	Revenue Sharing Tax (RST)	DGDDI	533 502 499
	Autres flux	Tous	728 518 393
Total des paiements non reportés par ESSO			8 119 653 074
Total Général			29 998 249 680

Le total des paiements non reportés par les Régies financières est de 0,89 milliards FCFA, le détail se présente comme suit :

Sociétés	Flux	Régies	Montant
SOTEC	Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)	DGTM	276 088 667
	TVA reversée		278 237 574
	IRPP		54 306 095
	Retenues à la source sur bénéfice non commercial		31 920 000
	Taxe forfaitaire	DGI	20 077 491
	Retenue à la source (IRVM)		4 500 000
	Taxe d'apprentissage et formation professionnelle		2 613 920
	Contribution ONASA		40 760
	Amendes et Pénalités	DGDDI	185 587 977
	Cotisation patronale CNRT	CNRT	1 231 650
	Cotisation patronale CNPS	CNPS	37 330 071
			891 934 205
SRN	Redevance FER	Fond d'entretien routier	30 421 109 065
			30 421 109 065
Total général			31 313 043 270

Nous présentons cette section sans prendre en considération les paiements non reportés présentés ci-haut.

La section qui suit présente une analyse de la réconciliation des paiements en numéraires, en s'appuyant sur les données déclarées par les entreprises du secteur extractif du périmètre et les régies financières. Les travaux de rapprochement ont couvert 76 % de la totalité des paiements des flux en numéraire comme suit :

Secteur	Paielements conciliés (en milliards de FCFA)	Paielements totaux (en milliards de FCFA)	Couverture (en %)
Hydrocarbures	796 362,00	1 051 612,33	86,21%
Raffinerie	97 059,24	128 647,18	10,55%
Transport pétrolier	35 021,64	37 183,94	3,05%
Minier	-	2 354,18	0,19%
Total	928 442,89	1 219 797,63	76,1%

Sur la base des paiements effectivement rapprochés, un écart global non expliqué de 2,82 milliards FCFA a été constaté, soit 0,30 % des montants rapprochés. Ce taux est inférieur au seuil d'écart acceptable de 2 % fixé par le Comité ITIE.

Secteur	Paielements des Entreprises	Paielements reportés par les régies financières	Ecart non rapproché	Ecart en %
Raffinerie	94 670,29	97 059,24	(2 388,95)	-2,46%
Hydrocarbures	799 523,34	796 362,00	3 161,34	0,40%
Transport pétrolier	37 066,29	35 021,64	2 044,64	5,84%
Total	931 259,92	928 442,89	2 817,03	0,30%

Les travaux de rapprochement des flux de paiements en numéraire se détaillent, par société, comme suit :

❖ Hydrocarbures

En FCFA

N	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	SHT	984 654 557	292 580 484	692 074 073	-	-	-	984 654 557	292 580 484	692 074 073
2	CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	306 490 927 675	394 257 362 621	(87 766 434 946)	85 851 831 194	-	85 851 831 194	392 342 758 869	394 257 362 621	(1 914 603 752)
3	CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	300 562 393 513	349 766 063 340	(49 203 669 827)	49 160 902 129	-	49 160 902 129	349 723 295 642	349 766 063 340	(42 767 698)
4	Petrochad (Mangara) Limited	5 783 989 858	3 546 348 704	2 237 641 154	-	-	-	5 783 989 858	3 546 348 704	2 237 641 154
5	OPIC AFRICA	1 662 805 374	1 089 213 216	573 592 158	-	-	-	1 662 805 374	1 089 213 216	573 592 158
6	United Hydrocarbon chad ltd	278 149 972	155 225 376	122 924 596	-	-	-	278 149 972	155 225 376	122 924 596
7	CEFCHAINAN INTERNATIONAL	7 673 906	7 168 868	505 038	-	-	-	7 673 906	7 168 868	505 038
8	JIA HE International Petroleum and	430 186 400	228 000 000	202 186 400	-	-	-	430 186 400	228 000 000	202 186 400
9	Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)	47 575 846 832	46 286 061 322	1 289 785 510	-	-	-	47 575 846 832	46 286 061 322	1 289 785 510
Total		663 776 628 087	795 628 023 931	(131 851 395 844)	135 012 733 323	-	135 012 733 323	798 789 361 410	795 628 023 931	3 161 337 479

❖ Raffinerie

En FCFA

N	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	SRN	94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)	-	-	-	94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)
Total		94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)	-	-	-	94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)

❖ Transport pétrolier

En FCFA

N	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	Petrochad Transportation	14 518	436 895 410	(436 880 892)	-	-	-	14 518	436 895 410	(436 880 892)
2	TOTCO	36 973 123 354	34 491 599 371	2 481 523 983	-	-	-	36 973 123 354	34 491 599 371	2 481 523 983
Total		36 973 137 872	34 928 494 781	2 044 643 091	-	-	-	36 973 137 872	34 928 494 781	2 044 643 091

Les travaux de rapprochement des flux de paiements en numéraire se détaillent, par flux, comme suit :

❖ Hydrocarbures

En FCFA

Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Flux de paiement en numéraire	663 776 628 087	795 628 023 931	(131 851 395 844)	135 012 733 323	-	135 012 733 323	798 789 361 410	795 628 023 931	3 161 337 479
MPMG (secteur pétrolier)	3 148 840 299	2 248 900 742	899 939 557	-	-	-	3 148 840 299	2 248 900 742	899 939 557
Contribution à la formation du personnel du MPME	1 526 927 644	2 248 900 742	(721 973 098)	-	-	-	1 526 927 644	2 248 900 742	(721 973 098)
Contribution à la revue annuelle et à l'équipement	171 530 855	-	171 530 855	-	-	-	171 530 855	-	171 530 855
Frais d'audit des coûts	1 450 381 800	-	1 450 381 800	-	-	-	1 450 381 800	-	1 450 381 800
MPMG (Secteur des mines, des carrières et de la géologie)	45 554 763	-	45 554 763	-	-	-	45 554 763	-	45 554 763
Redevance superficielle	45 554 763	-	45 554 763	-	-	-	45 554 763	-	45 554 763
DGI	657 897 488 529	785 481 856 601	(127 584 368 072)	135 012 733 323	-	135 012 733 323	792 910 221 852	785 481 856 601	7 428 365 251
Impôt sur les Sociétés (IS)	648 585 836 667	775 368 445 038	(126 782 608 371)	135 012 733 323	-	135 012 733 323	783 598 569 990	775 368 445 038	8 230 124 952
IS libératoire	2 924 679 938	1 962 963 325	961 716 613	-	-	-	2 924 679 938	1 962 963 325	961 716 613
IRPP	5 576 730 881	7 468 373 969	(1 891 643 088)	-	-	-	5 576 730 881	7 468 373 969	(1 891 643 088)
IPP/Loyers	13 499 998	97 403 577	(83 903 579)	-	-	-	13 499 998	97 403 577	(83 903 579)
Contribution de la patente	43 115 714	114 770 887	(71 655 173)	-	-	-	43 115 714	114 770 887	(71 655 173)
TVA reversée	762 712	762 711	1	-	-	-	762 712	762 711	1
Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	50 569 423	-	50 569 423	-	-	-	50 569 423	-	50 569 423
Taxe forfaitaire	150 731 216	75 368 408	75 362 808	-	-	-	150 731 216	75 368 408	75 362 808
Retenue à la source (IRVM)	55 920 616	1 195 094	54 725 522	-	-	-	55 920 616	1 195 094	54 725 522
Contribution ONASA	147 520	321 720	(174 200)	-	-	-	147 520	321 720	(174 200)
Redressements fiscaux	2 148 000	-	2 148 000	-	-	-	2 148 000	-	2 148 000
Droit d'enregistrement	23 193 510	-	23 193 510	-	-	-	23 193 510	-	23 193 510
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	469 346 834	374 881 281	94 465 553	-	-	-	469 346 834	374 881 281	94 465 553
Amendes et Pénalités	805 500	17 370 591	(16 565 091)	-	-	-	805 500	17 370 591	(16 565 091)
Ministère de l'environnement	9 045 000	36 000 000	(26 955 000)	-	-	-	9 045 000	36 000 000	(26 955 000)
Droits au titre de l'octroi des permis environnementaux	9 045 000	36 000 000	(26 955 000)	-	-	-	9 045 000	36 000 000	(26 955 000)

Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
DGDDI	1 834 340 486	7 861 266 588	(6 026 926 102)	-	-	-	1 834 340 486	7 861 266 588	(6 026 926 102)
Redevance statistique à l'importation	153 865 089	-	153 865 089	-	-	-	153 865 089	-	153 865 089
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	-	2 536 682 885	(2 536 682 885)	-	-	-	-	2 536 682 885	(2 536 682 885)
Droit d'Accise (DAC)	-	66 935 159	(66 935 159)	-	-	-	-	66 935 159	(66 935 159)
Taxe de l'Union Africaine (TUA)	15 269 322	49 364 656	(34 095 334)	-	-	-	15 269 322	49 364 656	(34 095 334)
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	-	2 771 979 914	(2 771 979 914)	-	-	-	-	2 771 979 914	(2 771 979 914)
Fonds Rural d'Intervention (FRI)	-	49 338	(49 338)	-	-	-	-	49 338	(49 338)
Taxe communautaire d'intégration (TCI)	86 519 820	246 822 136	(160 302 316)	-	-	-	86 519 820	246 822 136	(160 302 316)
Revenue Sharing Tax (RST)	-	1 526 225 471	(1 526 225 471)	-	-	-	-	1 526 225 471	(1 526 225 471)
Amendes et Pénalités	400 000 000	-	400 000 000	-	-	-	400 000 000	-	400 000 000
Autres paiements significatifs	1 178 686 255	663 207 029	515 479 226	-	-	-	1 178 686 255	663 207 029	515 479 226
CNPS	764 269 436	-	764 269 436	-	-	-	764 269 436	-	764 269 436
Cotisation patronale CNPS	764 269 436	-	764 269 436	-	-	-	764 269 436	-	764 269 436
CNRT	3 391 281	-	3 391 281	-	-	-	3 391 281	-	3 391 281
Cotisation patronale CNRT	3 391 281	-	3 391 281	-	-	-	3 391 281	-	3 391 281
Tous	73 698 293	-	73 698 293	-	-	-	73 698 293	-	73 698 293
Autres paiements significatifs	73 698 293	-	73 698 293	-	-	-	73 698 293	-	73 698 293

❖ Raffinerie

En FCFA

N°	Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
	Flux de paiement en numéraire	94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)	-	-	-	94 670 294 374	97 059 243 399	(2 388 949 025)
	DGTCP	-	11 266 715 006	(11 266 715 006)	-	-	-	-	11 266 715 006	(11 266 715 006)
41	Dividendes au titre des participations	-	11 266 715 006	(11 266 715 006)	-	-	-	-	11 266 715 006	(11 266 715 006)
	DGI	74 474 868 482	67 186 327 140	7 288 541 342	-	-	-	74 474 868 482	67 186 327 140	7 288 541 342
45	Impôt sur les Sociétés (IS)	3 703 305 160	17 540 182 660	(13 836 877 500)	-	-	-	3 703 305 160	17 540 182 660	(13 836 877 500)
46	IS libératoire	-	109 166 680	(109 166 680)	-	-	-	-	109 166 680	(109 166 680)
47	IRPP	6 021 277 220	2 103 613 156	3 917 664 064	-	-	-	6 021 277 220	2 103 613 156	3 917 664 064
48	IPP/Loyers	219 373 500	206 665 500	12 708 000	-	-	-	219 373 500	206 665 500	12 708 000
49	Contribution de la patente	491 660 946	440 798 702	50 862 244	-	-	-	491 660 946	440 798 702	50 862 244
51	Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	374 207 237	-	374 207 237	-	-	-	374 207 237	-	374 207 237
52	Taxe foncière	-	440 798 702	(440 798 702)	-	-	-	-	440 798 702	(440 798 702)
53	Taxe forfaitaire	2 338 795 728	2 212 362 698	126 433 030	-	-	-	2 338 795 728	2 212 362 698	126 433 030
54	Retenue à la source (IRVM)	34 393 098 913	34 521 038 605	(127 939 692)	-	-	-	34 393 098 913	34 521 038 605	(127 939 692)
56	Contribution ONASA	329 640	195 080	134 560	-	-	-	329 640	195 080	134 560
60	Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	4 023 283 685	613 943 641	3 409 340 044	-	-	-	4 023 283 685	613 943 641	3 409 340 044
61	Retenues à la source sur bénéfice non commercial	3 646 240 280	3 094 967 548	551 272 732	-	-	-	3 646 240 280	3 094 967 548	551 272 732
62	Taxe spécial	19 263 296 173	5 000 000 000	14 263 296 173	-	-	-	19 263 296 173	5 000 000 000	14 263 296 173
64	Amendes et Pénalités	-	902 594 168	(902 594 168)	-	-	-	-	902 594 168	(902 594 168)
	DGDDI	-	278 895 589	(278 895 589)	-	-	-	-	278 895 589	(278 895 589)
84	Revenue Sharing Tax (RST)	-	278 895 589	(278 895 589)	-	-	-	-	278 895 589	(278 895 589)
	CNPS	782 233 312	-	782 233 312	-	-	-	782 233 312	-	782 233 312
88	Cotisation patronale CNPS	782 233 312	-	782 233 312	-	-	-	782 233 312	-	782 233 312
	CNRT	4 128 996	-	4 128 996	-	-	-	4 128 996	-	4 128 996
89	Cotisation patronale CNRT	4 128 996	-	4 128 996	-	-	-	4 128 996	-	4 128 996
	ARSAT	18 327 305 664	18 327 305 664	-	-	-	-	18 327 305 664	18 327 305 664	-
90	Redevance ARSAT	18 327 305 664	18 327 305 664	-	-	-	-	18 327 305 664	18 327 305 664	-
	DG. Domaines	238 576 651	-	238 576 651	-	-	-	238 576 651	-	238 576 651
92	Redevance SRN	238 576 651	-	238 576 651	-	-	-	238 576 651	-	238 576 651
	ANAT	843 181 269	-	843 181 269	-	-	-	843 181 269	-	843 181 269
93	ONAPE ANAT	843 181 269	-	843 181 269	-	-	-	843 181 269	-	843 181 269

❖ Transport pétrolier

En FCFA

N°	Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
	Flux de paiement en numéraire	36 973 137 872	34 928 494 781	2 044 643 091	-	-	-	36 973 137 872	34 928 494 781	2 044 643 091
	MPMG (Secteur des mines, des carrières et de la géologie)	14 518	-	14 518	-	-	-	14 518	-	14 518
16	Redevance superficielle	14 518	-	14 518	-	-	-	14 518	-	14 518
	DGI	36 938 223 354	34 471 746 289	2 466 477 065	-	-	-	36 938 223 354	34 471 746 289	2 466 477 065
45	Impôt sur les Sociétés (IS)	1 984 949 335	-	1 984 949 335	-	-	-	1 984 949 335	-	1 984 949 335
47	IRPP	349 675 279	205 259 572	144 415 707	-	-	-	349 675 279	205 259 572	144 415 707
56	Contribution ONASA	13 960	30 320	(16 360)	-	-	-	13 960	30 320	(16 360)
63	Droit de passage /d'accès TOTCO	34 603 584 780	34 266 456 397	337 128 383	-	-	-	34 603 584 780	34 266 456 397	337 128 383
	DGDDI	-	456 748 492	(456 748 492)	-	-	-	-	456 748 492	(456 748 492)
76	Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	-	8 729 786	(8 729 786)	-	-	-	-	8 729 786	(8 729 786)
77	Droit d'Accise (DAC)	-	130	(130)	-	-	-	-	130	(130)
78	Taxe de l'Union Africaine (TUA)	-	5 426 185	(5 426 185)	-	-	-	-	5 426 185	(5 426 185)
79	Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	-	339 408 354	(339 408 354)	-	-	-	-	339 408 354	(339 408 354)
82	Fonds Rural d'Intervention (FRI)	-	725 936	(725 936)	-	-	-	-	725 936	(725 936)
83	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	-	27 130 877	(27 130 877)	-	-	-	-	27 130 877	(27 130 877)
84	Revenue Sharing Tax (RST)	-	55 541 640	(55 541 640)	-	-	-	-	55 541 640	(55 541 640)
87	Autres paiements significatifs	-	19 785 584	(19 785 584)	-	-	-	-	19 785 584	(19 785 584)
	CNPS	34 900 000	-	34 900 000	-	-	-	34 900 000	-	34 900 000
88	Cotisation patronale CNPS	34 900 000	-	34 900 000	-	-	-	34 900 000	-	34 900 000

• Ajustements

Pour les sociétés extractives :

La SHT a répondu aux écarts de réconciliation ; toutefois, en l'absence de réponses de la part des régies financières, il n'a pas été possible d'ajuster leurs déclarations.

Pour les régies financières :

La CNPS a répondu aux écarts de réconciliation ; toutefois, en l'absence de réponses de la part des sociétés, il n'a pas été possible d'ajuster leurs déclarations.

- **Écarts non rapprochés**

Après rapprochement des paiements en numéraire déclarés par les entreprises et les entités gouvernementales, certaines différences n'ont pas pu être ajustées. Le montant des écarts non rapprochés s'élève à 2 817 031 544 FCFA, l'équivalent de 0,30% des revenus reportés par l'État.

Les écarts non rapprochés se détaillent dans le tableau suivant :

En FCFA						
Sociétés	Montant Global	Montants non reportés par l'Etat	Taxes non reportées par l'Etat	Non significatif < 500 000 FCFA	Montants non reportés par la société	Taxes non reportées par l'Entreprise Extractive
SHT	692 074 073	252 509 265	441 929 311	(76 319)	-	(2 288 184)
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	(1 914 603 752)	971 846 135	(424 572 979)	(397 190)	(689 471 948)	(1 772 007 770)
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	(42 767 698)	-	-	-	(11 084 684)	(31 683 014)
Petrochad (Mangara) Limited	2 237 641 154	1 340 201 714	1 794 867 703	(48 998)	(27 050 271)	(870 328 994)
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	573 592 158	145 323 710	557 299 273	3 160	(2 148 000)	(126 885 985)
United Hydrocarbon chad ltd	122 924 596	10 341 692	112 497 977	84 927	-	-
CEFCHAINAN INTERNATIONAL	505 038	-	1 491 586	(31 386)	-	(955 162)
JIA HE International Petroleum and	202 186 400	156 380 900	45 805 500	-	-	-
Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)	1 289 785 510	8 017 043 632	-	(22 240)	-	(6 727 235 882)
SRN	(2 388 949 025)	22 331 576 287	2 242 327 465	134 560	(13 964 817 192)	(12 998 170 145)
Petrochad Transportation Company Limited	(436 880 892)	-	-	14 518	-	(436 895 410)
TOTCO	2 481 523 983	481 544 090	2 019 849 335	(556 740)	-	(19 312 702)
	2 817 031 544	33 706 767 425	6 791 495 170	(895 708)	(14 694 572 095)	(22 985 763 248)

Les écarts compensés proviennent principalement des flux suivants :

➤ *Paielements non reportés par les entreprises extractives :*

- ❖ Pour le flux « Dividendes au titre des participations – SRN » reporté par la DGTCP et non reporté par la société « SRN » pour un montant de 11 266 715 006 FCFA ;
- ❖ Pour le flux « Impôt sur les sociétés » : 13 836 877 500 FCFA reporté par la DGI non reporté par la société SRN
- ❖ Pour le flux « Droit des douanes » : 5 247 934 733 FCFA reporté par la DGDDI et non reporté par la société « Tchad Petroleum Company S.A »

➤ *Paielements non reportés par les régies financières :*

- ❖ Pour le flux « Taxe spécial » reporté par la société « SRN » et non reporté par la DGI pour un total de 14 263 296 173 FCFA ;
- ❖ Pour le flux « IRPP » reporté par la société « SRN » et non reporté par la DGI pour un total de 3 917 664 064 FCFA ;
- ❖ Pour le flux « Impôt Minimum Forfaitaire (IMF) » reporté par la société « SRN » et non reporté par la DGI pour un total de 3 409 340 044 FCFA.
- ❖ Pour le flux « Impôt sur les Sociétés (IS) » reporté par la société « Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A) » et non reporté par la DGI pour un total de 8 017 043 632 FCFA ;
- ❖ Pour le flux « Frais d’audit des coûts » reporté par la société PETROCHAD MANGARA et non reporté par la DGTM pour un total de 1 450 381 800 FCFA ;
- ❖ Pour le flux « Impôt sur les sociétés » reporté par la société « TOTCO » et non reporté par la DGI pour un total de 1 984 949 335 FCFA ;

➤ Rapprochement de la production

Écarts entre SHT et DGTP

Pour la production de la société CNPC :

Source	Rônier	Mimosa	Prosopis	Baobab	Daniela	Raphia	Lanea	PSA Projet 2	Total
	Projet 1 (Par champ)								
SHT	823 317	1 076 708	1 275 016	11 428 312	2 240 384	9 901 221	6 910 325	3 770 752	37 426 035
DGTP	887 989	570 417	1 525 065	13 050 714	2 799 172	8 895 756	6 591 275	3 341 551	37 661 939
Ecart	(64 672)	506 291	(250 049)	(1 622 402)	(558 788)	1 005 465	319 050	429 201	(235 904)

Pour la production de la société PETROCHAD MANAGARA (PCM) :

Date	BADILA			MANGARA		
	SHT	DGTP	Ecart	SHT	DGTP	Ecart
janvier	300 529	302 088	(1 559)	-	-	-
février	346 051	339 890	6 161	181	-	181
mars	393 130	385 130	8 000	68 133	68 133	-
avril	370 278	370 278	-	105 364	105 364	-
mai	371 012	371 012	-	100 316	100 316	-
juin	337 705	337 705	-	95 556	95 556	-
juillet	332 430	342 811	(10 381)	85 991	75 611	10 380
août	333 121	333 101	20	76 799	77 785	(986)
septembre	319 784	319 784	-	76 434	76 454	(20)
octobre	325 947	325 947	-	74 365	74 365	-
novembre	305 720	305 719	1	89 649	92 871	(3 222)
décembre	272 809	272 809	-	113 983	114 263	(280)
Total	4 008 516	4 006 274	2 242	886 771	880 718	6 053

Pour la production de la société OPIC :

Source	Champ : Mouroumar	Champ : Benoy	Champ : Mbaikoro	Total
SHT	2 549 239	511 228	48 491	3 108 958
DGTP	2 549 239	514 228	48 490	3 111 957
Ecart	-	(3 000)	1	(2 999)

Écarts entre la DGTP et les entreprises extractives

✓ Ecart entre la déclaration de la DGP et celle de la société PERENCO (Ex. PCM) :

Date	Mangara			Badila		
	DGTP	PCM	Ecart	DGTP	PCM	Ecart
janvier	-	-	-	302 088	303 091	(1 003)
février	-	181	(181)	339 890	335 655	4 235
mars	68 133	68 223	(90)	385 130	385 673	(543)
avril	105 364	107 900	(2 536)	370 278	370 809	(531)
mai	100 316	100 110	206	371 012	370 623	389
juin	95 556	95 809	(253)	337 705	338 582	(877)
juillet	75 611	75 621	(10)	342 811	342 825	(14)
août	77 785	76 222	1 563	333 101	330 342	2 759
septembre	76 454	79 097	(2 643)	319 784	320 593	(809)
octobre	74 365	72 241	2 124	325 947	329 766	(3 819)

Date	Mangara			Badila		
	DGTP	PCM	Ecart	DGTP	PCM	Ecart
novembre	92 871	91 613	1 258	305 719	302 591	3 128
décembre	114 263	113 919	344	272 809	273 430	(621)
	880 718	880 937	(219)	4 006 274	4 003 981	2 293

✓ Ecart entre la déclaration de la DGP et celle de la société CNPC :

La DGTP a déclaré un volume total de 37 661 939 barils produits en 2023 pour les champs exploités par la société CNPC, tandis que la CNPC n'a déclaré aucun volume dans son formulaire de déclaration.

✓ Ecart entre la déclaration de la DGP et celle des sociétés OPIC et CEFCHAINAN :

La DGTP a déclaré un volume total de 3 111 957 barils produits en 2023 pour les champs exploités par les sociétés OPIC et CEFCHAINAN, sans ventilation par société. En revanche, OPIC n'a déclaré aucun volume dans son formulaire de déclaration, tandis que la société CEFCHAINAN a déclaré un volume total de 1 273 882 barils, sans ventilation par champ. Cette situation rend la réconciliation des quantités produites impossible.

➤ Rapprochement des exportations

La conciliation des volumes exportés déclarés par la DGTP avec ceux des sociétés se présente comme suit :

Écarts entre SHT et DGTP

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

N° CARGAISON	Date	Poids /volume (en barils)			Valeur totale (FOB) (en USD)		
		SHT	DGTP	Ecart	SHT	DGTP	Ecart
942	06/02/2023	997 216	997 216	-	76 672 956	79 717 457	(3 044 501)
950	03/04/2023	953 980	953 980	-	66 151 858	76 098 985	(9 947 127)
955	07/05/2023	996 092	NC	996 092	71 712 620	NC	71 712 620
958	27/05/2023	996 590	996 590	-	72 510 897	76 687 605	(4 176 708)
961	14/06/2023	933 239	NC	933 239	66 193 674	NC	66 193 674
962	22/06/2023	951 790	NC	951 790	67 827 412	NC	67 827 412
970	18/08/2023	997 886	997 886	-	84 074 908	83 942 189	132 719
975	22/09/2023	949 869	949 869	-	86 912 042	88 594 259	(1 682 218)
977	07/10/2023	950 798	950 798	-	84 813 119	79 933 621	4 879 497
982	14/11/2023	995 170	995 170	-	73 016 629	82 121 441	(9 104 812)
988	04/12/2023	996 864	996 864	-	69 727 613	82 570 205	(12 842 593)
Total Général		10 719 494	7 838 373	2 881 120	819 613 727	649 665 763	169 947 964

La conciliation des volumes exportés déclarés par la Direction Générale des Transports Pétroliers (DGTP) et par la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a porté sur les cargaisons exportées au cours de l'année 2023. Les résultats de ce rapprochement sont présentés dans le tableau ci-dessus.

Rapprochement des volumes

L'analyse des données montre que, pour les cargaisons pour lesquelles les informations sont disponibles auprès des deux parties, les volumes exportés déclarés par la SHT et la DGTP sont globalement concordants, sans écarts significatifs constatés.

Pour certaines cargaisons, les données de la DGTP ne sont pas disponibles (« NC »), ce qui explique les écarts observés au niveau des volumes cumulés sur l'année. Ces écarts sont donc principalement liés à des données manquantes, et non à des divergences déclaratives entre les parties.

Analyse des écarts de valeur

Des écarts apparaissent entre les valeurs FOB déclarées par la SHT et celles communiquées par la DGTP pour plusieurs cargaisons. Toutefois, selon les clarifications fournies par le ministère en charge du pétrole, la comparaison directe des valeurs FOB entre la DGTP et la SHT doit être interprétée avec prudence.

En effet, la DGTP ne dispose pas des données réelles de vente des cargaisons. Les valeurs FOB utilisées par la DGTP correspondent à un prix indicatif du brut, communiqué à des fins douanières, notamment pour :

- l'établissement du document D6 ;
- la procédure de libération du tanker.

Ces prix indicatifs ne reflètent pas nécessairement les conditions commerciales effectives de vente des cargaisons, lesquelles sont connues uniquement après finalisation des transactions par la SHT.

Écarts entre la société TPC et DGTP

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

N° CARGAISON	Date	Poids /volume			Valeur totale (FOB) (en USD)		
		TPC	DGTP	Ecart	TPC	DGTP	Ecart
945	19/2/2023	996 543		996 543	76 560 374		76 560 374
967	28/07/2023	956 429	950 882	5 547	79 781 844	78 847 127	934 717
974	15/09/2023	947 953	947 953	-	90 682 153	88 823 217	1 858 936
Total Général		2 900 925	1 898 835	1 002 090	247 024 371	167 670 344	79 354 027

Écarts entre la société PERENCO (Ex. PCM) et DGTP

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

N° CARGAISON	Date	Poids /volume			Valeur totale (FOB) (en USD)		
		PERENCO	DGTP	Ecart	PERENCO	DGTP	Ecart
953	25/04/2025	997 151	997 151	-	80 436 218	82 494 339	(2 058 121)
965	13/07/2025	950 546	950 546	-	73 953 422	76 148 233	(2 194 811)
981	05/11/2025	951 292	951 292	-	77 889 903	80 755 195	(2 865 292)
Total Général		2 898 990	2 898 990	-	232 279 543	239 397 766	(7 118 223)

Écarts entre la société OPIC et DGTP

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

N° CARGAISON	Date	Poids /volume			Valeur totale (FOB) (en USD)		
		OPIC	DGTP	Ecart	OPIC	DGTP	Ecart
948	28/03/2023	997 769	997 769	-	68 928 902	72 807 231	(3 878 329)
949	28/03/2023	-	951 893	(951 893)	-	75 266 206	(75 266 206)
Total Général		997 769	1 949 663	(951 893)	68 928 902	148 073 437	(79 144 535)

Écarts entre la société CEFCHAINAN et DGTP

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

N° CARGAISON	Date	Poids /volume			Valeur totale (FOB) (en USD)		
		CEFCHAINAN	DGTP	Ecart	CEFCHAINAN	DGTP	Ecart
946	07/03/2023	801 035	801 035	-	61 463 403	48 062 090	13 401 312
947	18/12/2023	949 751	949 751	-	71 347 212	72 703 457	(1 356 245)
Total Général		1 750 786	1 750 786	-	132 810 614	120 765 547	12 045 067

Écarts entre la société CNPC et DGTP

La DGTP a déclaré un volume total de 30 509 322 barils exportés en 2023 pour les champs exploités par la société CNPC, tandis que la CNPC n'a déclaré aucun volume dans son formulaire de déclaration.

Écarts entre la DGD et DGTP pour les exportations du Consortium CNPC

Les écarts des exportations se présentent comme suit :

Année	Quantités exportés (en barils)			Valeur des exportations (en USD)		
	DGTP	DGD	Ecart	DGTP	DGD	Ecart
2023	30 509 322	3 595 277	26 914 045	2 383 205 181	279 479 388	2 103 725 794

Écarts entre la DGD et DGTP et la Société CEFCHAINAN

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

Année	N° Cargaison	Quantités exportés (en barils)			Valeur des exportations (en USD)		
		DGTP	DGD	Ecart	DGTP	DGD	Ecart
2023	946	801 035	801 035	-	48 062 090	68 819 940	(20 757 850)
	947	949 751		949 751	72 703 457		72 703 457
Total		1 750 786	801 035	949 751	120 765 547	68 819 940	51 945 607
Déclaration CEFCHAINAN		Société	DGD	Ecart	Société	DGD	Ecart
2023	946	801 035	801 035	-	61 463 403	68 819 940	(7 356 538)
	947	949 751		949 751	71 347 212		71 347 212
Total		1 750 786	801 035	949 751	132 810 614	68 819 940	63 990 674

Écarts entre la DGD et DGTP et la Société TPC

Les écarts des exportations par cargaison se présentent comme suit :

Année	N° Cargaison	Quantités exportés (en barils)			Valeur des exportations (en USD)		
		DGTP	DGD	Ecart	DGTP	DGD	Ecart
2023	945			-			-
	946	950 882		950 882	78 847 127		78 847 127
	947	947 953		947 953	88 823 217		88 823 217
	NC		915 060			71 442 866	(71 442 866)
Total		1 898 835	915 060	1 898 835	167 670 344	71 442 866	96 227 477
		Société	DGD	Ecart	Société	DGD	Ecart
2023	945	996 543		996 543	76 560 374		76 560 374
	946		-	-			-
	947		-	-			-
	967	956 429		956 429	79 781 844		79 781 844
	974	947 953		947 953	90 682 153		90 682 153
	NC		915 060	(915 060)		71 442 866	(71 442 866)
Total		2 900 925	915 060	1 985 865	247 024 371	71 442 866	175 581 505

4.10. Coûts des projets

4.10.1. Secteur des hydrocarbures

4.10.1.1 Cadre réglementaire

Le suivi et la vérification des coûts pétroliers au Tchad reposent sur la Loi n°006/PR/2007 relative aux hydrocarbures, ses textes d'application et les contrats de partage de production (CPP) conclus avec l'État.

Ce cadre prévoit notamment :

- l'obligation, pour chaque contrat pétrolier, de définir les **modalités d'audit et de prise en charge** des coûts, garantissant à l'État un droit de vérification des dépenses engagées (art. 10) ;
- le **droit d'accès permanent** des ministères en charge des Hydrocarbures et des Finances aux registres comptables des opérateurs, dans un délai de prescription de cinq ans, ou sans limitation en cas de fraude (art. 42 et 43) ;
- la définition, dans les CPP, des règles de récupération des coûts (cost oil), de l'éligibilité des dépenses et des procédures d'enregistrement et de justification comptable.

4.10.1.2 Mécanismes de suivi et d'audit des coûts

Le dispositif contractuel prévoit :

- une comptabilité distincte par projet et par contrat ;
- un **droit permanent d'audit de l'État**, exercé par les ministères compétents ou par des auditeurs mandatés ;
- la possibilité de réajustement des coûts déclarés à l'issue des audits ;
- la **prise en charge des frais d'audit** par les entreprises.

En pratique, il ressort que :

- les rapports d'audit des coûts sont transmis au ministère des Finances, mais ne sont pas systématiquement partagés avec les services de contrôle fiscal ;
- réciproquement, les résultats des contrôles fiscaux ne sont pas systématiquement transmis au ministère des Hydrocarbures, ce qui limite la coordination institutionnelle dans le suivi des coûts.

Selon le [Mémoire](#) économique de la Banque mondiale sur le Tchad, les audits pétroliers sont peu fréquents, en raison de contraintes de capacités techniques et budgétaires, alors même que les droits d'audit de l'État sont limités dans le temps. Le rapport souligne la nécessité d'une stratégie de contrôle fondée sur l'analyse des risques, intégrant des audits physiques, de prix, de coûts et de conformité, appuyés par une modélisation économique des projets.

4.10.1.3 Coûts pétroliers déclarés

Dans le cadre du présent rapport, les coûts pétroliers ont été déclarés sur la base des données agrégées communiquées par la SHT pour l'ensemble des opérateurs actifs en 2023. Ces données permettent une ventilation globale des coûts par opérateur et par grandes catégories économiques (CAPEX et OPEX), sans désagrégation par champ ni distinction détaillée entre coûts récupérables et non récupérables.

Le tableau ci-dessous présente les coûts pétroliers agrégés déclarés par opérateur, les volumes de production correspondants et les coûts unitaires moyens.

Tableau 65 – Coûts pétroliers déclarés par opérateur (année 2023)¹¹⁰

Opérateur	Type de contrat	Nombre de champs	CAPEX Exploitation (USD)	CAPEX Développement (USD)	OPEX Exploitation (USD)	Total coûts pétroliers 2023 (USD)	Production (barils)	Coût moyen (USD/bbl)
CNPC	Convention	7	–	178 047 000	320 628 000	498 675 000	33 655 282	14,82
CNPC	CPP	7	113 302 000	49 050 000	55 530 000	217 882 000	3 770 752	27,73
OPIC	Convention	3	–	11 570 800	35 608 158	47 178 958	3 105 954	15,19
PCM	CPP	3	–	21 140 000	70 004 000	91 144 000	4 905 033	18,58
TPC	Convention	7	–	7 100 000	180 300 000	187 400 000	10 015 707	18,71
Total			113 302 000	266 907 800	662 070 158	1 042 279 958	55 452 728	16,75

Les coûts pétroliers totaux déclarés en 2023, hors coûts de transport du brut, s'élèvent à 1,04 milliard USD, pour une production totale d'environ 55,45 millions de barils, soit un coût moyen agrégé de 16,75 USD par baril.

La structure des coûts met en évidence :

- un CAPEX total de 380,2 millions USD, comprenant à la fois des dépenses d'exploration (113,3 millions USD) et des dépenses de développement (266,9 millions USD), principalement concentrées sur les projets opérés par CNPC, traduisant la poursuite d'investissements destinés au renouvellement et à l'extension des capacités de production ;
- un OPEX total de 662,1 millions USD, reflétant la maturité de plusieurs champs pétroliers et le poids croissant des coûts d'exploitation associés au maintien des niveaux de production.

L'analyse des coûts unitaires par opérateur fait apparaître des écarts significatifs, liés notamment au type de contrat (convention ou CPP), au niveau de maturité des champs et à l'intensité capitalistique des projets. Les projets sous convention, caractérisés par des volumes de production plus élevés et des infrastructures amorties, présentent des coûts unitaires relativement plus faibles, tandis que certains projets sous CPP affichent des coûts plus élevés, en raison de volumes plus limités et de la prise en compte de dépenses d'exploration et de développement récentes.

4.10.1.4 Divulcation des coûts par projet

À ce jour, **aucune information publique n'est disponible** sur la réalisation effective des audits de coûts pétroliers ni sur leur fréquence.

Les rapports d'audit éventuellement réalisés par les autorités ou leurs mandataires ne sont pas publiés, et les données par projet relatives aux dépenses d'exploration, de développement ou d'exploitation ne sont pas divulguées.

Cette absence d'information ne permet pas d'évaluer le degré de mise en œuvre du droit d'audit prévu par la loi.

Elle s'explique notamment par :

- l'absence d'obligation explicite de publication des audits techniques et financiers ;

¹¹⁰ Données SHT

- et la confidentialité imposée par l'article L.97 du Code des procédures fiscales, qui limite la diffusion des informations issues des contrôles.

En conséquence, même si le cadre juridique et contractuel prévoit **un droit d'audit complet**, la mise **en œuvre effective** et la divulgation des coûts pétroliers restent à ce jour non documentées publiquement.

4.10.2. Secteur minier

4.10.2.1 Cadre réglementaire

Le contrôle et la comptabilisation des coûts miniers sont encadrés par les articles 305 à 309 du Code minier de 2018, qui imposent notamment :

- la tenue d'une comptabilité distincte par titre minier et par exercice (art. 305) ;
- **l'audit** obligatoire des coûts de recherche avant l'octroi du permis d'exploitation industrielle, avec immobilisation et amortissement à partir des premiers exercices bénéficiaires (art. 306) ;
- l'encadrement des coûts éligibles (traitements, équipements, prestations, frais de siège, sous-traitance), sous réserve **d'approbation administrative préalable** (art. 307) ;
- **l'accès de l'administration aux pièces justificatives** et le respect des règles de concurrence (art. 308) ;
- la validation par arrêté ministériel des **immobilisations éligibles à l'amortissement accéléré** (art. 309).

4.10.2.2 Mécanismes de suivi et d'audit des coûts

Le suivi des coûts miniers relève principalement du Ministère des Mines, en coordination avec :

- la Direction générale des impôts (DGI), au titre du contrôle de la déductibilité fiscale des charges (CGI et Livre des procédures fiscales, art. 26) ;
- la Cour des comptes et l'Inspection générale des finances (IGF), dans le cadre d'audits ponctuels.

En pratique, les contrôles portent essentiellement sur la régularité comptable et fiscale, avec une couverture limitée des aspects d'efficacité économique et de justification technique des coûts.

4.10.2.3 Divulgence des rapports sur les coûts et les contrôles fiscaux

Bien que l'article 306 du Code minier impose l'audit des coûts de recherche, les conventions minières publiées à ce jour ne reflètent pas encore ces exigences, la majorité ayant été conclues avant 2018.

Aucun mécanisme réglementaire n'est prévu pour la publication des audits de coûts postérieurs à l'entrée en production. Par ailleurs, le secret professionnel prévu à l'article L.97 du Livre des procédures fiscales limite la diffusion des résultats des contrôles fiscaux.

En conséquence, aucune information publique n'est disponible sur la réalisation effective des audits de coûts miniers ni sur leurs conclusions.

Les limites actuelles en matière de suivi, d'audit et de divulgation des coûts miniers ont, à ce stade, un impact budgétaire et économique encore limité, dans la mesure où le secteur minier tchadien demeure largement dominé par l'exploitation artisanale, tandis que l'activité minière industrielle reste peu développée.

5. Gestion et répartition des recettes

5.1 Répartition des recettes extractives

5.1.1 Cadre général de recouvrement et d'affectation des recettes budgétaires

Conformément à l'arrêté n°242/MFB/SG/DGT/2011, la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) est responsable de l'exécution de l'ensemble des opérations de recettes de l'État. Elle centralise les encaissements à travers :

- les postes comptables du Trésor (TPG, trésoreries régionales et départementales) ;
- le Compte Unique du Trésor ouvert à la BEAC.

Les recettes fiscales sont collectées par la DGI et la DGDDI, avec l'appui de receveurs de la DGTCP. Les fonds sont transférés au Trésor en numéraire ou par voie bancaire.

La gestion budgétaire repose sur deux principes fondamentaux :

- Unité budgétaire : toutes les recettes et dépenses sont retracées dans la loi de finances;
- Universalité budgétaire : les recettes alimentent le budget général sans affectation spécifique, sauf dérogation légale.

5.1.2 Cadre spécifique des revenus pétroliers

Conformément à l'article 33 de la [loi](#) de finances 2022, les revenus pétroliers sont constitués :

- des ressources directes : redevances et dividendes ;
- des ressources indirectes : impôts, taxes et droits de douane liés à l'exploitation pétrolière.

Les ressources directes peuvent être déposées sur un compte séquestre offshore ouvert au nom de l'État ou dans un compte bancaire à l'étranger, puis transférées conformément à la réglementation des changes de la CEMAC.

Les ressources indirectes sont déposées directement sur les comptes du Trésor public.

Principe fondamental : L'ensemble des revenus pétroliers, directs comme indirects, doit obligatoirement être inscrit au budget général de l'État.

5.1.3 Revenus extractifs hors budget et affectations spécifiques

En droit, la loi de finances 2022 impose l'inscription intégrale de tous les revenus pétroliers au budget général.

En pratique, une partie des flux (revenus en nature gérés via compte séquestre, mécanismes de compensation avec la SRN, certaines contributions extrabudgétaires) **n'est pas retracée dans l'exécution budgétaire.**

5.1.3.1 Produits des redevances et des parts en nature de ETAT-SHT-SHT PCCL

(i) Produits des redevances et des parts en nature exportés

Pour l'année 2023, les revenus directs pétroliers perçus en nature, incluant les redevances et les parts de production de l'État, de SHT PCCL et SHT Doba, continuent d'être déposés sur un compte séquestre **offshore ouvert à la CITIBANK de Londres au nom de l'État tchadien**. Ce mécanisme est prévu par la loi de finances 2022, qui autorise l'encaissement initial des ressources directes sur un compte séquestre.

Toutefois, cette même loi impose que **l'ensemble des revenus pétroliers soit constaté dans le budget général de l'État**. En pratique, seuls les montants rapatriés du compte séquestre vers le compte du Trésor à la BEAC sont enregistrés comme recettes budgétaires. Les fonds utilisés directement depuis le compte séquestre ne sont pas retracés dans l'exécution budgétaire.

❖ Utilisation des fonds du compte séquestre

Les produits pétroliers sont utilisés selon un ordre de priorité établi par les pratiques en vigueur:

- Paiement des coûts pétroliers et de transport afférents aux parts de l'État et de la SHT-PCCL;
- Remboursement de la dette contractée auprès de Glencore ;
- Rapatriement du solde net au compte du Trésor public à la BEAC, sur la base d'appels de fonds émis par la DGTC. La périodicité de ces appels de fonds n'est encadrée par un texte réglementaire.

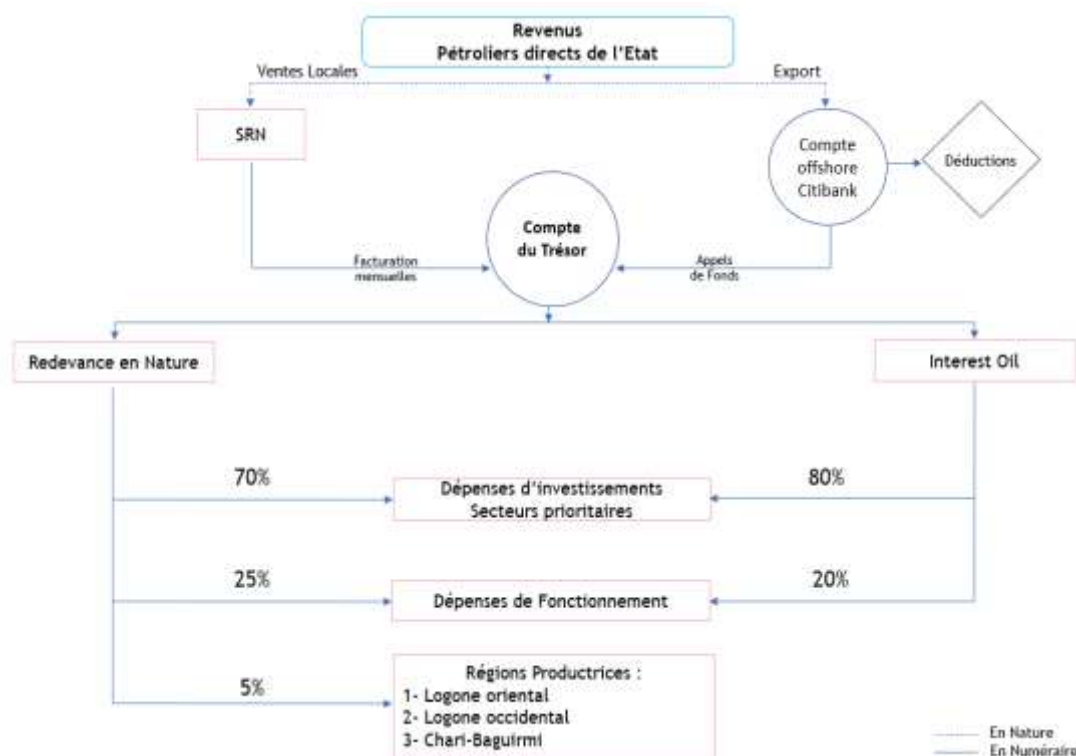
❖ Clés légales d'affectation

La loi de finances 2022 prévoit que les revenus pétroliers directs, une fois perçus, doivent être affectés selon les clés suivantes (article 33B) :

Tableau 66 Clés d'affectation des revenus directs pétroliers

Type de revenu	Dépenses d'investissement dans les secteur prioritaires	Dépenses courantes de fonctionnement de l'Etat	Collectivités territoriales décentralisées des régions productrices
Redevances	70 %	25 %	5 %
Interest Oil (part de production de l'Etat)	80 %	20 %	—

Figure 11 Affectation des revenus directs pétroliers



Les secteurs prioritaires couvrent notamment : santé, éducation, enseignement, infrastructures, développement rural, genre et protection sociale, gouvernance, justice, sécurité et administration territoriale.

Les dépenses financées doivent s'inscrire dans un programme triennal, intégré à la loi de finances et soumis aux procédures budgétaires classiques.

❖ Affectation aux régions productrices

Les 5 % des redevances destinés aux provinces productrices sont versés sur un sous-compte BEAC. La gestion repose sur :

- la programmation annuelle des dépenses locales ;
- Transfert trimestriel, avec ajustement à la fin de chaque trimestre ;
- l'exécution selon les règles de la comptabilité publique ;
- la supervision des CPGRP (institués en 2022, dissous en 2025) ;
- des audits annuels par la Cour des comptes et l'IGF et publications des rapports y afférant
- la publication des rapports sur l'utilisation des fonds alloués aux provinces productrices

Pour l'année 2023, aucun rapport d'audit ni de gestion des CPGRP n'était publié à la clôture du présent rapport.

❖ Limites de traçabilité en 2023

- Les dépenses exécutées directement depuis le compte séquestre (dette, coûts pétroliers, transport) ne figurent pas dans les documents budgétaires publics.

- Le **solde du compte séquestre n'est pas publié.**
- Le [rapport](#) d'exécution budgétaire 2023 ne ventile pas les recettes pétrolières par secteur bénéficiaire.
- Les **comptes d'exécution des transferts aux provinces productrices ne sont pas publiés.**
- ❖ *Affectations théoriques des revenus pétroliers directs – 2023*

En se fondant sur les revenus pétroliers directs présentés à la section 4.2.1.2, la répartition théorique des recettes pour l'année 2023, telle que prévue par l'article 33B de la loi de finances 2022, se présente comme suit :

Tableau 67 Répartition théorique des revenus pétroliers directs 2023

Revenus pétroliers directs			Affectation théorique en millions FCFA		
Description (Flux)	Montant en millions USD	Montant en millions FCFA	Secteurs prioritaires	Trésor public	Régions productrices
Taux d'affectation des redevances			70%	25%	5%
Revenus de ventes recouvrés en 2023	271	163 772	114 641	40 943	8 189
Ventes SRN compensées en 2023	187	113 009	79 106	28 252	5 650
Redevances	458	276 781	193 747	69 195	13 839
Taux d'affectation des dividendes			80%	20%	
Revenus des Parts Etats & SHT recouvrés en 2023	546	329 962	263 969	65 992	-
Coûts de transport (-)	63	38 073	30 458	7 615	-
Coûts pétroliers (-)	138	83 397	66 718	16 679	-
Commissions sur ventes (-)	8	4 835	3 868	967	-
Dividendes nets	755	456 266	365 013	91 253	-
Total	1 213	733 047	558 760	160 448	13 839

Source : Déclaration ITIE SHT

(*) La conversion en francs CFA (FCFA) a été appliquée sur la base du taux de change moyen annuel 2023, soit :1 USD = 604,32575 FCFA

Observations

- Les données relatives à la répartition effective de ces revenus n'ont pas été communiquées, y compris pour les transferts au bénéfice des collectivités territoriales.
- Selon les précédents rapports ITIE, l'affectation des revenus a été réalisée sur la base des montants effectivement rapatriés au Trésor public, sans distinction entre les redevances et les dividendes, et non sur les montants bruts perçus.
- En 2023, les montants rapatriés ont totalisé 150 070 millions FCFA, ce qui, en appliquant la clé de 5 %, impliquerait un transfert aux collectivités de 7 503 millions FCFA, contre 13 839 millions FCFA si l'on considère la base brute des redevances.

(ii) Produits des redevances et des parts en nature vendus à SRN

Une partie des redevances en nature dus à l'État est livrée à la SRN dans le cadre d'un mécanisme de compensation (SWAP). La contrepartie de ces volumes ne transite ni par le compte séquestre ni par le Trésor public.

Ces volumes sont utilisés par la SRN pour couvrir, pour le compte de l'État, plusieurs charges, notamment les coûts de transport, de production d'électricité, les cash calls pétroliers, et le remboursement de dettes. Le détail de ces opérations est présenté en section 4.3.3 du présent rapport.

En 2023, le volume total de brut transféré à la SRN au titre de la redevance s'est élevé 4 millions de barils, pour une valeur estimée à 187,4 millions USD (sur la base d'un prix contractuel de 46,85 USD/bbl).

Or, selon **l'article 33A de la loi de finances 2022**, toutes les recettes pétrolière et toutes les dépenses de l'État doivent être constatées dans le budget général. En pratique :

- les volumes livrés à la SRN ne sont pas enregistrés comme recettes budgétaires ;
- les charges couvertes à travers ce mécanisme ne figurent pas parmi les dépenses exécutées.

L'affectation des revenus issus de la redevance livrée à la SRN échappe aux règles prévues par la loi de finances 2022. Ces flux sont plutôt encadrés par des accords spécifiques, notamment :

- Un **mémorandum d'entente** signé entre l'État, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN (2018–2023), fixant les modalités de livraison du brut à prix administré ;
- Le **Contrat de production et de fourniture d'électricité** entre la SRN et l'État (2018–2023);
- Le Contrat de vente de fioul SRN–SNE (NRC–SNE–FO–CHA–2019–001), signé à partir d'août 2019 et reconduit annuellement.

5.1.3.2 Produits des parts en nature de TPC

La Tchad Petroleum Company (TPC), société d'État créée en 2023 à la suite de la nationalisation des actifs d'Esso, dispose d'une autonomie juridique et financière. Elle agit comme contractant dans le consortium du champ de Doba et assure la commercialisation directe de sa part de production.

En 2023, deux cargaisons ont été exportées par PETCO Trading UK Limited, mandataire exclusif de la TPC, pour un volume total de 1,90 million de barils, représentant une valeur d'environ 170,46 millions USD¹¹¹.

Les produits de ces ventes sont encaissés par la TPC après déduction des frais de transport et d'agence. Conformément à son statut d'entreprise publique à caractère commercial, ces revenus ne transitent pas par le Trésor public et **ne sont pas retracés dans le budget général de l'État**.

Ils figurent dans les comptes propres de la TPC, dont les états financiers n'étaient pas publiés à la date du présent rapport.

¹¹¹ Source : Déclaration ITIE TPC

5.1.3.3 Contributions au titre de l'appui institutionnel et la formation

Les contrats pétroliers et miniers peuvent prévoir des contributions obligatoires en faveur de la Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP) et de la Direction Générale Technique des Mines (DGTM), relevant du MPME. Ces contributions visent à soutenir la formation du personnel, l'achat d'équipements ou le renforcement des capacités institutionnelles.

Modalités de mise en œuvre

Les contributions peuvent prendre deux formes :

- Prise en charge directe de dépenses (formations, équipements), sur la base de budgets annuels définis contractuellement, à la demande de la DGTP ou de la DGTM ;
- Transferts de fonds vers des comptes extrabudgétaires ouverts au nom de ces directions dans des banques commerciales.

Données déclarées pour 2023

- DGTM : Aucune contribution n'a été reportée pour 2023. Les dernières contributions connues datent de 2019 (175,2 millions FCFA).
- DGTP : Des contributions ont été rapportées pour un total de 3,87 milliards FCFA, comme détaillé ci-dessous :

Sociétés	Flux	Montant en FCFA
Petrochad (Mangara) Limited	Frais d'audit des coûts	1 450 381 800
Petrochad (Mangara) Limited	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	904 601 546
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	880 241 177
JIA HE International Petroleum	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	228 000 000
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	171 798 262
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	122 570 200
United Hydrocarbon chad ltd	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	113 487 819
Total Général		3 871 080 804

Source : Déclarations ITIE de la DGTP

Suivi et transparence

À ce jour, aucun rapport public ne permet de suivre l'utilisation effective de ces fonds par la DGTP ou la DGTM.

5.1.3.4 Taxes sur l'orpaillage et sur le granulat

Depuis le 1er janvier 2021, la loi de finances prévoit qu'une quote-part de 10 % des taxes collectées **sur l'orpaillage et le granulat est affectée à la SONEMIC**, entreprise publique chargée de la gestion de l'exploitation artisanale.

➤ Cadre de collecte et de répartition

Conformément à l'arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021 :

- la SONEMIC est chargée de la collecte de ces taxes ;
- les fonds sont déposés sur un compte de répartition dans une banque commerciale ;
- la répartition est effectuée comme suit :
 - 90 % au Trésor public (BEAC) ;
 - 10 % à la SONEMIC.

➤ Affectation réglementaire de la quote-part SONEMIC

Selon l'article 313 du Code minier, ces ressources sont destinées notamment au financement :

- du Système d'Information Géologique et Minière (SIGM),
- de la prospection et de l'inventaire,
- de la formation des agents des mines,
- des équipements didactiques,
- et du contrôle des activités minières.

➤ Situation constatée en 2023

- La SONEMIC **n'a déclaré aucune donnée** relative à ces recettes dans sa déclaration ITIE 2023.
- Les états financiers 2023 indiquent des **recettes au titre de la taxe d'orpaillage** encaissées de 440,2 millions FCFA, dont **396,16 millions FCFA comptabilisés comme dettes envers l'État**.
- L'audit 2020-2023 relève une utilisation non conforme de 438,98 millions FCFA au titre de la **taxe d'orpaillage**, affectés à la construction du siège de la SONEMIC sans autorisation préalable, en contradiction avec le cadre réglementaire.

Ces éléments mettent en évidence un défaut dans le transfert effectif de la quote-part de l'État au Trésor et un **écart entre l'affectation légale des ressources et leur utilisation réelle**.

5.1.3.5 *Cotisations au CNPS et au CNRT*

Les entreprises du secteur extractif sont tenues de verser des cotisations sociales obligatoires à deux institutions distinctes :

- La Caisse Nationale de Prévoyance Sociale (CNPS), qui couvre les risques professionnels (accidents du travail, maladies professionnelles), les allocations familiales et les pensions de vieillesse du secteur privé. Ces prestations n'incluent pas l'assurance maladie.
- La Caisse Nationale des Retraites du Tchad (CNRT), qui gère les pensions de retraite des agents de la fonction publique, incluant les prestations de vieillesse, d'invalidité et de survivants, également hors assurance maladie.

Les cotisations collectées sont versées sur des comptes bancaires ouverts dans des banques commerciales au nom de chaque caisse. Ces ressources sont ensuite redistribuées aux agences en fonction des prestations dues.

5.1.3.6 Bonus de signature et d'attribution

Conformément à l'article 34 de la loi de finances 2019, 2 % des montants issus des bonus de signature **et des bonus d'attribution d'une Autorisation Exclusive d'Exploitation** doivent être alloués à la Commission nationale de négociation des conventions pétrolières et à son Comité technique.

La mise en œuvre de cette disposition reste partielle :

- Aucun arrêté ministériel définissant les modalités de collecte, de suivi et de décaissement n'avait été adopté au 31 décembre 2023 ;
- Aucun paiement relatif à ces bonus n'a été enregistré au titre de l'année 2023.

5.1.3.7 Redevance statistique à l'export

La loi de finances 2021 prévoit l'affectation de 15 % des produits de la redevance statistique sur les importations et exportations au Fonds National du Développement de la Statistique (FNDS), destiné au financement du Système Statistique National, dont l'INSEED. Les modalités d'application doivent être fixées par arrêté ministériel.

En 2023, la redevance statistique perçue sur les flux du secteur extractif s'est élevée à 2,73 milliards FCFA, ce qui impliquerait un transfert théorique de 0,41 milliard FCFA au FNDS. Toutefois, aucune information **disponible ne permet de confirmer l'effectivité de ce transfert** au cours de l'exercice.

5.1.3.8 Fonds de stabilisation

➤ Cadre juridique et objectif

Le Fonds de Stabilisation (FS)¹¹² a été institué en 2019 et rendu opérationnel à partir du budget 2020. Il vise à **atténuer l'impact des chocs liés à la volatilité des recettes pétrolières** et à renforcer la soutenabilité budgétaire.

Ce mécanisme constitue un instrument de gestion contracyclique des revenus extractifs, relevant des affectations spécifiques des revenus pétroliers.

➤ Règles de fonctionnement

a. Règle d'épargne

- Un montant de 10 milliards de francs CFA sera versé chaque année dans le FS à l'aide de paiements trimestriels.
- De plus, si le montant des recettes pétrolières réelles dépassait celui prévu dans le budget, 20 % de cet excédent sera versé dans le FS à hauteur d'un montant maximum de 10 milliards de francs CFA. Par conséquent, l'apport financier annuel peut donc atteindre un montant qui se situe entre 10 et 20 milliards de francs CFA.
- Le solde maximum du FS est plafonné à 40 milliards de francs CFA. En l'absence de retraits, le FS maintiendra sa pleine capacité pendant au moins deux ans et pour une période maximum de 4 ans.
- Le solde maximum du FS sera alors alimenté par le ministre des Finances après deux ans de mise en œuvre.

b. Règle de dépense

¹¹² La loi 0040/PR/2019 sur le lissage des prix et de la production de pétrole, qui comprend le nouveau mécanisme de gestion des recettes pétrolières, a été promulguée le 27 novembre 2019

- Les retraits du FS sont automatiquement réalisés lorsque les recettes pétrolières réelles sont inférieures de 10 % (ou plus) aux recettes pétrolières prévues dans le budget.
- Les baisses des recettes pétrolières inférieures à 10 % des recettes pétrolières budgétisées seront compensées par des ajustements de dépenses.
- Les baisses supérieures à 10 % des recettes pétrolières budgétisées seront compensées en fonction des ressources disponibles dans le FS.
- Le FS peut uniquement être utilisé pour financer des dépenses prévues dans budget d'une année fiscale donnée. Il ne peut régler aucune dette souveraine ou commerciale de l'État ni générer des intérêts légaux ou bénéficiaires.

c. Règle d'estimation des recettes

Les recettes pétrolières budgétisées doivent être estimées à l'aide d'hypothèses prudentes :

- Les prix du pétrole seront fixés à minimum 3 dollars EU/baril de moins que ceux du pétrole brut publié dans les Perspectives économiques mondiales du FMI.
- Le volume de production correspondra à un volume de production réduit d'un maximum de 10 % par rapport à celui déjà estimé par les compagnies pétrolières actives au Tchad.

➤ Mise en œuvre en 2023

La [loi](#) de finances 2023 a prévu une allocation de 10 milliards FCFA au titre du mécanisme de lissage des prix de la production pétrolière, devant alimenter le FS. Toutefois, le [rapport d'exécution de la loi de finances 2023](#) ne permet pas de vérifier si cette allocation a effectivement été exécutée.

Par ailleurs, **le Trésor n'a pas** reporté de données sur les transferts au FS, et aucun document public ne fournit de détail sur l'état du fonds à fin 2023.

5.1.3.9 Paiements effectués par SRN au titre du secteur pétrolier aval

(i) Redevance Fonds d'Entretien Routier (FER)

La SRN verse au FER, conformément à la loi n°14 du 14 août 2000, une redevance sur les produits raffinés commercialisés. Le FER est un fonds extrabudgétaire dédié à l'entretien du réseau routier prioritaire, aux voiries urbaines stratégiques et au fonctionnement du fonds. Il est géré par un comité de gestion avec appui d'une direction exécutive. Des audits sont réalisés, mais non publiés.

Montant versé en 2023 : 30,42 milliards FCFA.

(ii) Redevances ARSAT

La SRN paie également une redevance à l'ARSAT, calculée à 2,5 FCFA par litre de carburant exporté. L'ARSAT, instituée par l'[Ordonnance 12-003](#) du 7 février 2012, régule le secteur aval, supervise les normes techniques, et veille à l'égalité de traitement entre les opérateurs.

Les ressources perçues par l'ARSAT sont également **hors budget de l'État**. Aucune information n'est disponible sur la réaffectation ou l'utilisation détaillée de ces fonds.

Montant versé en 2023 : 19,02 milliards FCFA

5.1.4 Schéma de circulation des flux

Les schémas de circulation des flux de paiements provenant du secteur des industries extractives peuvent être présentés comme suit :

Figure 12 Schéma de circulation des flux du secteur pétrolier

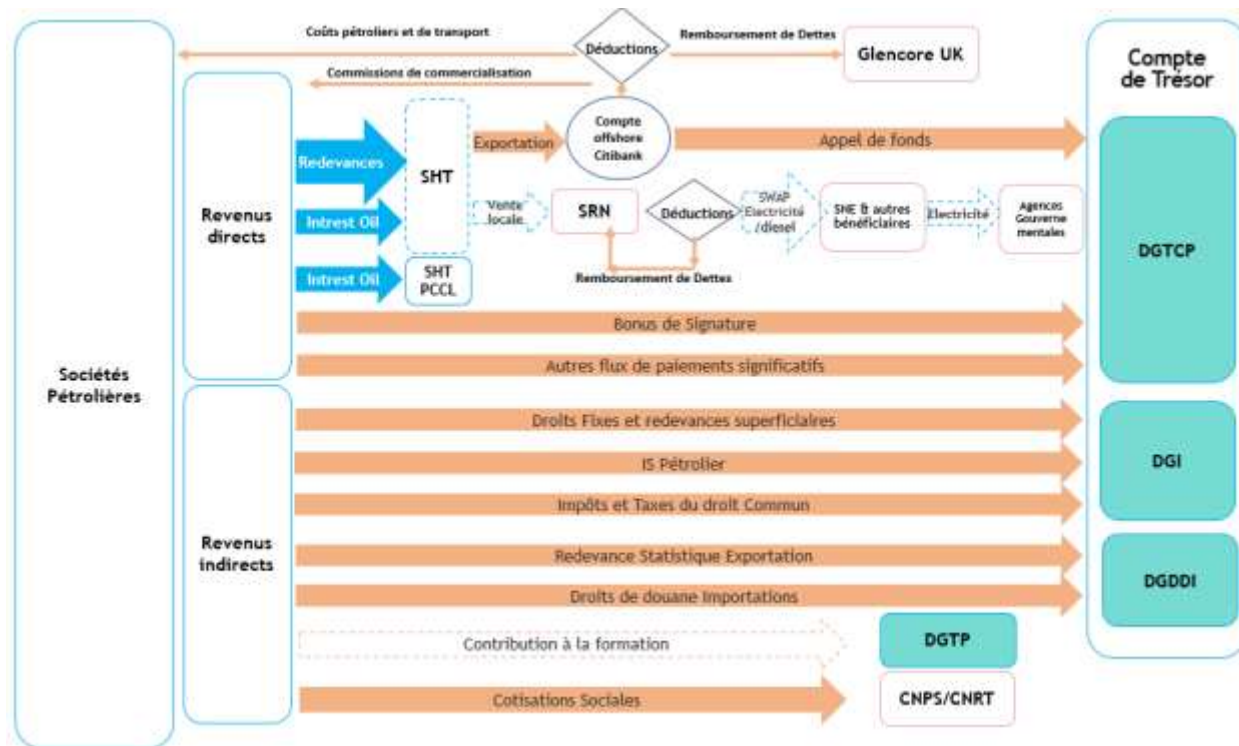


Figure 13 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier

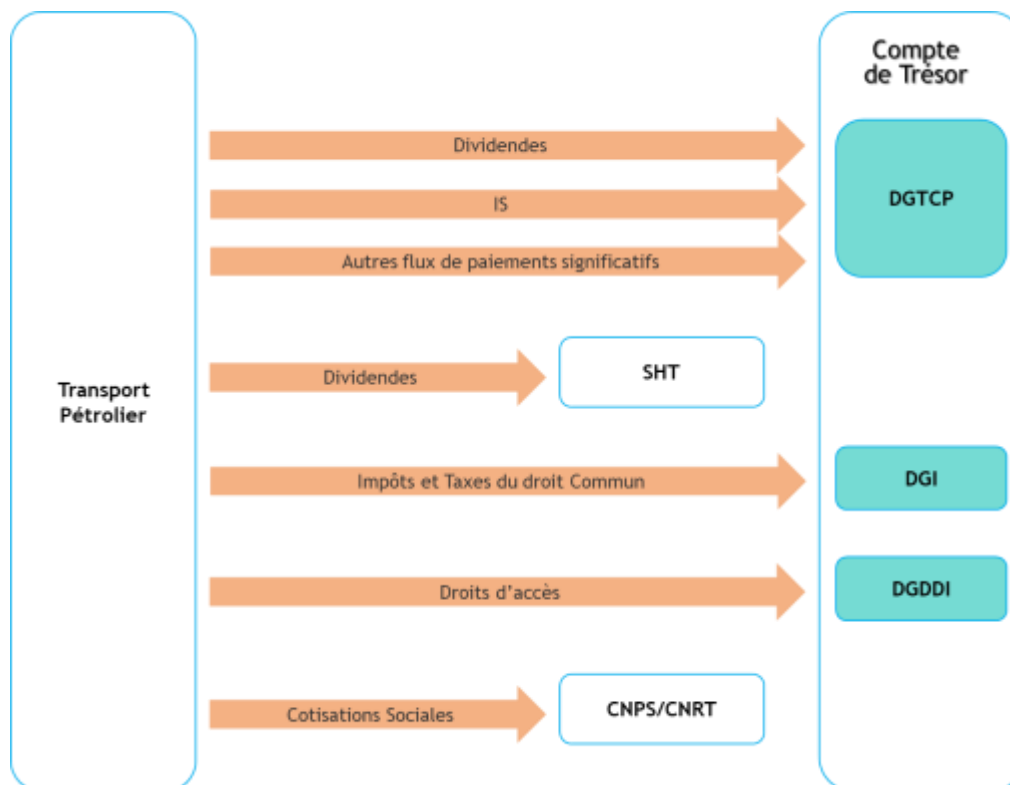


Figure 14 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage

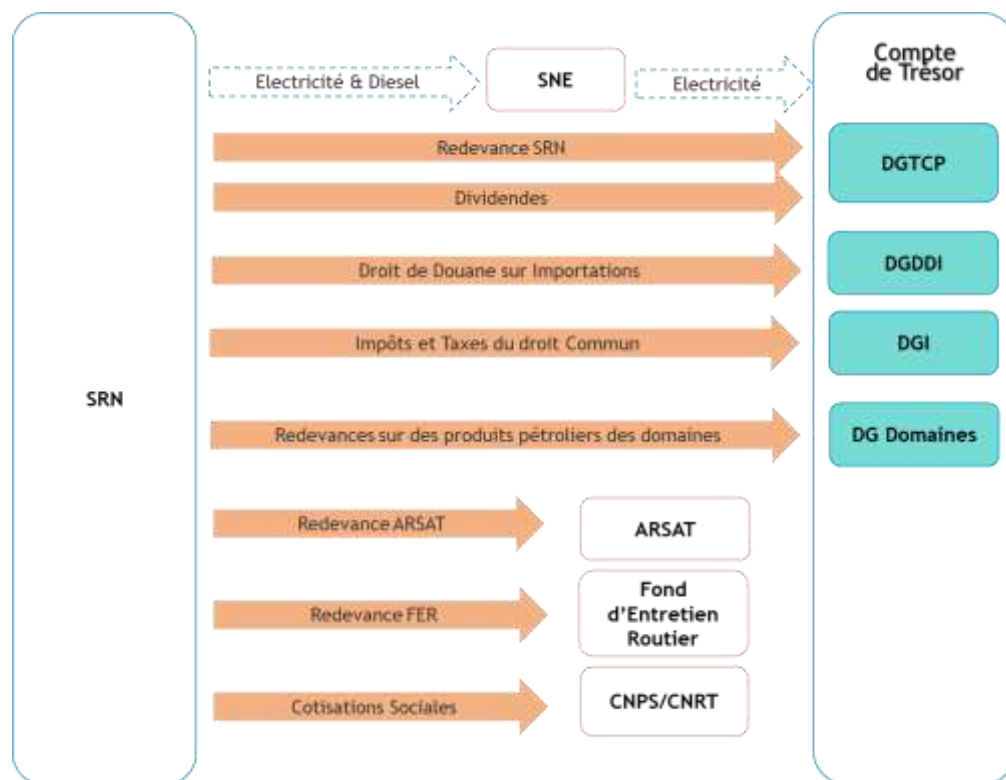
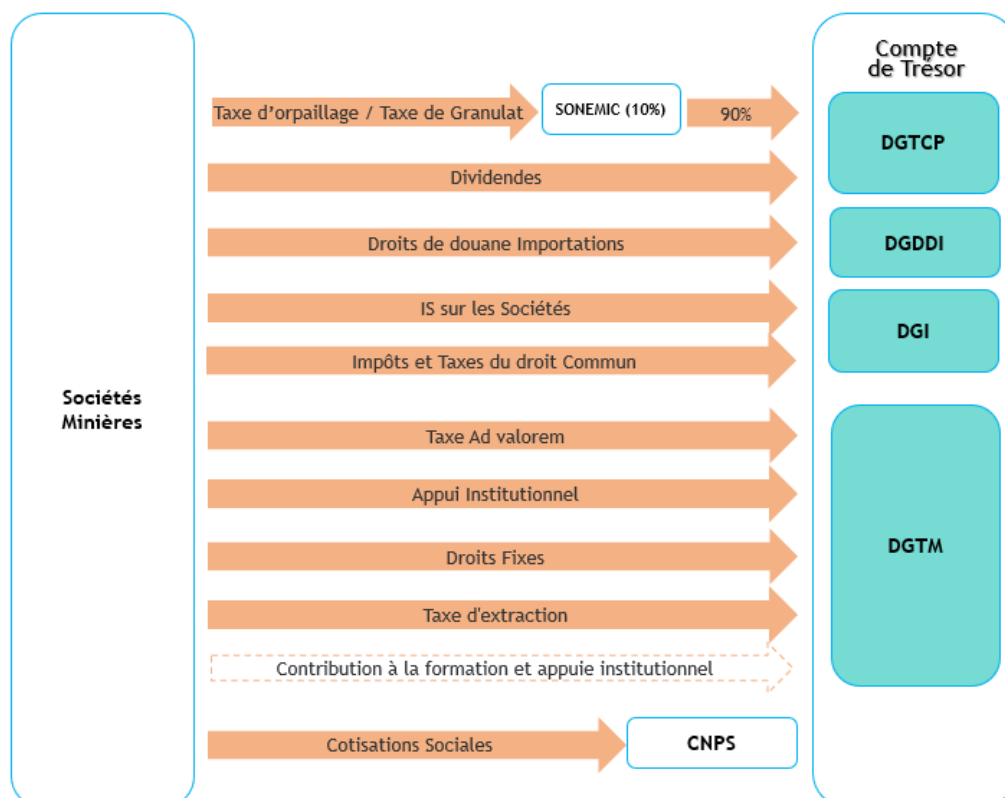


Figure 15 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier



5.2 Transferts infranationaux

5.2.1 Secteur des hydrocarbures

(i) Cadre légal

L'article 33B de la loi de finances 2022 prévoit l'allocation d'au moins 5 % des redevances pétrolières aux provinces productrices, via un sous-compte dédié ouvert à la BEAC. Ces ressources sont réparties au prorata des revenus générés par chaque province et destinées au financement de projets communautaires prioritaires.

Les zones pétrolières productrices concernées sont :

- Logone Oriental (Doba) ;
- Logone Occidental (Mangara) ;
- Chari-Baguirmi (Koudalwa).

(ii) Cadre de gestion et gouvernance locale

La gestion décentralisée des 5 % est régie par le décret n°1911/PCMT/PMT/MFB/2022 (juillet 2022), relatif à l'organisation et au fonctionnement des Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP).

Toutefois, la mise en place effective des CPGRP a été progressive :

- le CPGRP du Logone Occidental a été installé le 30 septembre 2022 ;
- ceux du Chari-Baguirmi et du Logone Oriental n'ont été mis en place **qu'au début de l'année 2024**.

(iii) Suivi et redevabilité

Conformément à la loi de finances 2022 (article XI), les CPGRP sont tenus de :

- élaborer et publier un programme annuel de dépenses communautaires ;
- soumettre leurs comptes à un audit annuel de la Cour des comptes et de l'IGF ;
- publier les **rapports d'exécution** et les **rapports d'audit**.

(iv) Transferts théoriques

En application de l'article 33B de la loi de finances 2022, 5 % des revenus issus de la vente des redevances pétrolières perçues en nature doivent être transférés aux collectivités territoriales des régions productrices.

Pour l'estimation des montants théoriques dus en 2023, les revenus générés par la vente des redevances, y compris celles livrées à la SRN, ont été désagrégés par consortium, afin d'identifier la quote-part revenant à chaque région couverte par un CPGRP.

Le tableau ci-dessous présente les **montants théoriques dus aux régions productrices pour l'exercice 2023**, sur la base de la valeur brute des redevances commercialisées.

Tableau 68 Calcul des transferts théoriques au titre de la redevance pétrolière

Région	Opérateurs	Champs	Revenus recouvrés au titre de la redevance en millions USD	Transfert théorique au région productrice en millions de USD (5%)	Transfert théorique au région productrice en millions de FCFA (5%) ¹¹³
Logone Oriental (Doba)	TPC, CNPCIC	Komé CS+CI, Bolobo, Miandoum, Moundouli, Komé CI, Nya, Maikeri, Timbré, Boabab, Daniela, Raphia, Prosopis, Rônier, Mimosa, Lenea	300	15	9 064,89
Logone Occidental (Mangara)	PCM, OPIC	Mangara, Badila, Krim, Mouroumar, Benoy, Mbaikoro	111	6	3 625,96
Chari-Baguirmi (Koudalwa)	CNPCIC	PSA	47	2	1 208,65
Total			458	23	13 899,5

Source : SHT

(v) Analyse des transferts effectifs

Absence de données sur les transferts réalisés

La **DGTCP n'a communiqué aucune information spécifique** sur les transferts effectivement réalisés en 2023 au profit des collectivités territoriales des régions productrices.

Conformément à la pratique observée dans les rapports ITIE antérieurs, les affectations ont donc été estimées sur la base des montants effectivement rapatriés au Trésor public, sans distinction entre redevances et dividendes, contrairement aux dispositions de la loi de finances 2022, qui imposent une affectation fondée sur la base brute des revenus de redevance.

Transferts calculés à partir des rapatriements

En 2023, les montants rapatriés depuis le compte séquestre vers le Trésor public ont totalisé 150 070 millions FCFA, répartis sur quatre appels de fonds.

En appliquant la clé légale de 5 %, le montant théorique devant être transféré aux régions productrices s'élèverait à 7 503 millions FCFA, contre 13 899 millions FCFA si la base de calcul retenue avait été la valeur brute des redevances, conformément à la loi.

Tableau 69 Transferts au titre de la redevance pétrolière calculés sur la base des rapatriements

Revenus pétroliers directs			Affectation en millions FCFA		
Num. Appel de fonds	Date	Montant en millions FCFA	5%	Régions productrices	Solde non transféré (*)
121	21/02/2023	71 329	3 566	Nc	3 566
123	25/07/2023	40 000	2 000	Nc	2 000
122	26/05/2023	17 122	856	Nc	856
124	26/10/2023	21 619	1 081	Nc	1 081
Total		150 070	7 503	Nc	7 503

Source : Déclaration DGTCP ; (*) : En l'absence de transfert effectif documenté, le solde non transféré est supposé égal au montant théorique dû.

¹¹³ Montants convertis au cours moyen USD/FCFA de 604,32575

Solde cumulé non transféré

Au montant théorique de l'exercice 2023 s'ajoute le solde non transféré au titre de l'exercice 2022, estimé à 8 440 millions FCFA¹¹⁴.

En l'absence de tout transfert effectif dûment documenté au profit des régions productrices au titre des exercices 2022 et 2023, le solde cumulé théorique non transféré s'établit ainsi à 15 943 millions FCFA à fin 2023.

5.2.2 Secteur minier

(i) Cadre légal

Le Code minier de 2018 institue un mécanisme de redistribution directe des revenus miniers aux collectivités territoriales des zones d'exploitation :

- Article 315 : transfert obligatoire de 5 % des recettes minières aux collectivités territoriales décentralisées situées dans les zones productrices.
- Article 383 : création d'un **Fonds d'appui au développement local**, destiné à financer les investissements communautaires à partir des recettes minières collectées dans les zones d'exploitation.

Le Décret n°0120/PT/PM/MFBCP/2022 du 19 décembre 2022 a opérationnalisé ces dispositions. Il précise :

- les modalités de calcul et d'affectation des 5 % des recettes issues de l'or ;
- les dépenses éligibles (éducation, santé, eau potable, infrastructures locales, énergie, activités génératrices de revenus) ;
- la création, dans chaque province concernée, d'un Comité provincial de gestion, chargé de la programmation, du suivi, de la publication des rapports et de la reddition de comptes;
- la domiciliation des fonds sur des comptes spéciaux du Trésor, afin d'en garantir la traçabilité ;
- le contrôle par l'Inspection générale des finances et la Cour des comptes.

(ii) Situation en 2023

L'année 2023 marque la **phase initiale de mise en œuvre** du mécanisme de transfert de 5 % aux provinces productrices.

Toutefois, la mise en place effective des Comités de gestion reste en cours et **le Trésor public n'a** soumis aucune donnée relative aux transferts réellement effectués au profit des collectivités. En conséquence, aucune vérification indépendante des montants transférés n'a pu être réalisée à ce stade.

(iii) Estimation des transferts théoriques

Sur la base des recettes minières perçues par le Trésor en 2023 :

- Taxe ad valorem : 189,59 millions FCFA

¹¹⁴ Source : Rapport ITIE 2022

- Taxe d'extraction (natron& Carrière) : 0 FCFA
- Autres recettes minières : 578,7 millions FCFA
- Total recettes minières : 768,25 millions FCFA

Le transfert théorique de 5 % s'élèverait donc à environ 38,4 millions FCFA.

Aucune répartition régionale n'a pu être établie, les paiements reportés n'étant pas désagrégés par projet ni par zone de production.

5.3 Informations supplémentaires sur la gestion des recettes et des dépenses

5.3.1 Recettes du secteur extractif affectées à des programmes spécifiques

Les affectations spécifiques des recettes du secteur extractif, notamment les transferts aux régions productrices et les programmes locaux de développement, sont détaillées dans les sections 5.1.3, [5.2.1](#) et [5.2.2](#).

5.3.2 Processus budgétaire

5.3.2.1 Cadre juridique et institutionnel régissant les finances publiques

La gestion des finances publiques au Tchad repose sur les principaux textes suivants :

- Loi organique relative aux lois de finances (LOLF 2014) ;
- Loi n°18/2016 sur la transparence et la bonne gouvernance dans la gestion des finances publiques;
- Loi n°0040/PR/2019 instituant le mécanisme de lissage des recettes pétrolières ;
- Décrets 319, 320, 321 et 817 de 2015-2016, relatifs à la nomenclature budgétaire, au TOFE, au plan comptable de l'État et à la comptabilité publique.
- Décret N°0297/PR/2024 du 16 août 2024 promulguant la Loi organique N°014/CNT/2024 du 30 juillet 2024, portant statuts des Collectivités autonomes amendant la loi de 2002.

Les ministères en charge des Finances, du Budget, de l'Économie et de la Planification assurent la conduite du processus budgétaire avec l'appui d'institutions de contrôle et de planification.

5.3.2.2 Processus national d'élaboration du budget

L'élaboration du budget de l'État au Tchad est encadrée par la Loi organique relative aux lois de finances (LOLF, 2014), qui fixe les règles de préparation, d'adoption, d'exécution et de contrôle de la loi de finances annuelle.

Tableau 70 Processus budgétaire du Tchad¹¹⁵

N°	Etape	Activités
1	Cadrage Budgétaire	- Le Gouvernement prépare chaque année un projet de loi de finances selon le calendrier arrêté par le Ministère des Finances et du Budget. La préparation repose notamment sur : • le cadrage macroéconomique ; • le Cadre Budgétaire à Moyen Terme (CBMT) et les Cadres de Dépenses à Moyen Terme (CDMT) ; • les prévisions de recettes fiscales, douanières et pétrolières élaborées avec les

115 <https://finances.gouv.td/index.php/publications/budget-citoyen?view=simplefilemanager&id=154>

N°	Etape	Activités
		administrations compétentes. Les ministères sectoriels élaborent leurs propositions budgétaires sur la base des plafonds notifiés et des priorités gouvernementales.
2	Arbitrage	Le projet consolidé de loi de finances est soumis à l'arbitrage du Gouvernement, puis adopté en Conseil des ministres avant transmission à l'Assemblée nationale.
3	Adoption par le parlement	Le projet de loi de finances est examiné par l'Assemblée nationale à travers ses commissions compétentes, puis adopté avant le début de l'exercice budgétaire.
4	Exécution du budget	L'exécution est assurée par le Ministre des Finances, en qualité d'ordonnateur principal, conformément aux règles de la comptabilité publique. Elle comprend les étapes d'engagement, liquidation, ordonnancement et paiement. Les recettes de l'État, y compris celles issues du secteur extractif, sont centralisées au Trésor public, conformément au principe d'universalité budgétaire.

5.3.2.3 Contrôle de l'exécution budgétaire

Le contrôle de l'exécution du budget est assuré à trois niveaux complémentaires :

a) Contrôle administratif interne

Il est exercé par :

- l'Inspection Générale des Finances (IGF) ;
- les services de contrôle budgétaire ;
- les contrôleurs financiers placés auprès des ministères.

Il porte sur la régularité des opérations, le respect des procédures et la soutenabilité des engagements.

b) Contrôle juridictionnel

Il est assuré par la Cour des Comptes, chargée notamment :

- de la vérification des comptes de l'État ;
- de l'examen de la loi de règlement ;
- du contrôle de la gestion des ordonnateurs et comptables publics.

c) Contrôle parlementaire

Le Parlement exerce son contrôle à travers :

- l'examen des rapports d'exécution budgétaire ;
- l'adoption de la loi de règlement ;
- l'exploitation des rapports de la Cour des Comptes.

5.3.2.4 Nomenclature budgétaire

La nomenclature budgétaire utilisée pour la préparation, la présentation et l'exécution du budget de l'État du Tchad est régie par le [décret](#) n°319/PR/PM/MFB/2016 du 26 avril 2016. Ce décret transpose la [directive CEMAC](#) du 19 décembre 2011, elle-même alignée sur le Manuel des Statistiques des Finances Publiques (2001) du FMI.

Classification des recettes budgétaires

Les recettes sont regroupées en quatre titres principaux :

- Titre 1 : Recettes fiscales (impôts, taxes, droits, à l'exception des cotisations sociales)
- Titre 2 : Dons, legs et fonds de concours
- Titre 3 : Cotisations sociales
- Titre 4 : Autres recettes (revenus de la propriété, ventes de biens/services, amendes, transferts volontaires, etc.)

Précision sur l'enregistrement des recettes extractives dans la nomenclature budgétaire

Conformément à la nomenclature budgétaire en vigueur, les recettes issues du secteur extractif sont enregistrées à la fois en recettes fiscales et en recettes non fiscales, selon la nature des flux.

- Le Titre 1 – Recettes fiscales enregistre principalement les recettes fiscales issues du secteur extractif, notamment :
 - l'impôt sur les sociétés pétrolières (IS pétrolier),
 - les redevances statistiques,
 - ainsi que les autres prélèvements fiscaux et douaniers applicables aux entreprises extractives.
- Le Titre 4 – Autres recettes retrace principalement :
 - les **recettes issues des ventes de la part de production revenant à l'État** (rapatriements),
 - les dividendes issues des participations ,
 - ainsi que certaines recettes minières spécifiques, notamment les redevances **minières et la taxe à l'extraction** eu autres recettes spécifiques .

5.3.2.5 Disponibilité et accessibilité des documents budgétaires

L'accès du public aux informations budgétaires est assuré de manière partielle à travers les publications disponibles sur les sites de l'Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP), du Ministère des Finances et du Budget (MFB) et de la Cour des Comptes.

Type de document	Contenu / Utilité	Institution responsable	Disponibilité publique (pour l'année 2023)
Projet de loi de finances & loi de finances adoptée	Prévision annuelle des recettes et dépenses ; autorisation parlementaire	Ministère des Finances et du Budget	Oui (MFB)
Budget citoyen (2023)	Version simplifiée du budget à destination du public	Ministère des Finances / OTFiP	Oui (OTFiP)
Rapports d'exécution budgétaire	Suivi de l'exécution trimestrielle et annuelle du budget	Ministère des Finances / OTFiP	Oui (MFB)
Notes trimestrielles sur le secteur pétrolier	Suivi des performances du secteur pétrolier	Ministère des Finances / OTFiP	Oui (OTFiP)
Bulletin sur la dette publique	Situation, structure et service de la dette	Ministère des Finances / OTFiP	Oui (MFB)
Déclaration Générale de Conformité (DGC)	Validation de la régularité de la gestion	Cour des Comptes	Oui (CC)

5.3.3 Projections liées au secteur extractif

Le secteur pétrolier demeure un pilier des finances publiques tchadiennes. Les données ci-dessous présentent les réalisations et projections sur la période 2024–2026, telles que tirées du [Rapport](#) du FMI n° 23/7.

	Real. 2023 ¹¹⁶	Est.2024	Proj.2025	Proj.2026
Brent (dollar/baril)	82	85	79,6	76,8
Prix tchadien (dollar/baril)	81	84	76,6	73,8
Production du pétrole (en millions bbl)	54,9	57,1	54,3	55,1
Recettes budgétaires (en milliards de FCFA)	1 565,7	1 527,0	1 593,0	1 746,0
Recettes pétrolières (en milliards de FCFA)	972,9	851,0	835	904
Service de la Dette Glencore (en milliards de FCFA)	318,2	112,0	44,0	0

Analyse des tendances

- **Prix du pétrole** : Après le pic de 2022, les prix sont projetés en baisse progressive jusqu'en 2026. Le brut tchadien suit la même dynamique, confirmant la forte vulnérabilité budgétaire aux chocs de prix.
- **Production** : Après un rattrapage en 2023–2024, la production se stabiliserait autour de 55 millions de barils, traduisant la maturité des champs existants et les enjeux de renouvellement des réserves.
- **Recettes publiques** : Les recettes pétrolières demeurent dominantes. Leur légère reprise en 2026 s'explique principalement par la fin progressive du service de la dette adossée au pétrole, plutôt que par une amélioration structurelle des volumes ou des prix.
- **Dette Glencore** : Son extinction totale prévue en 2026 constitue un tournant majeur pour la soutenabilité budgétaire, en libérant des marges de manœuvre financières auparavant pré-affectées.

Enjeux de gouvernance et de transparence

- **Discipline budgétaire impérative** : la fin programmée de la dette Glencore à l'horizon 2026 met fin aux mécanismes de pré-affectation des revenus pétroliers. Cette transition exige un renforcement strict des règles budgétaires, de la traçabilité des recettes et du contrôle parlementaire, afin d'éviter tout retour à des financements opaques adossés au pétrole.
- **Relais de croissance par l'investissement pétrolier** : la stabilisation de la production autour de 55 millions de barils rend **urgente la relance de l'exploration** pour éviter un déclin structurel de la production à moyen terme. Cela suppose un cadre contractuel attractif, transparent et compétitif.
- **Diversification par le secteur minier** : la dépendance persistante au pétrole impose d'activer le relais de croissance minier (or, minerais critiques)

¹¹⁶ Données ITIE 2023, BEAC

6. Dépenses sociales et économiques

6.1. Dépenses sociales

6.1.1. Secteur des hydrocarbures

6.1.1.1. Dépenses sociales obligatoires

La Loi n°006/PR/2007 et ses textes d'application ne prévoient pas de dispositions spécifiques en matière de dépenses sociales obligatoires. Toutefois, certains contrats récents peuvent inclure des engagements contractuels en matière de développement communautaire, comme ce fut le cas du Contrat de Partage de Production (CPP) signé avec EWAAH INVESTORS LIMITED le 6 septembre 2019, lequel prévoyait, à l'article 9.1, un **programme d'investissements communautaires d'un montant minimum de 3 500 000 USD** sur une période initiale de cinq ans, sans obligation de répartition annuelle.

Cependant, ce contrat a été résilié depuis 2022 à la suite du non-respect de certaines obligations contractuelles par la société, de sorte qu'**aucun engagement social obligatoire n'était juridiquement en vigueur au titre de l'exercice 2023.**

Dans le cadre du rapport ITIE 2023, les entreprises incluses dans le périmètre de déclaration ont été invitées à divulguer les dépenses sociales obligatoires. **Aucune des sociétés déclarantes n'a reporté de telles dépenses au titre de l'année 2023.**

6.1.1.2. Dépenses sociales volontaires

Les dépenses sociales volontaires correspondent aux contributions des entreprises extractives au financement d'actions communautaires ou sociales au-delà de leurs obligations légales et contractuelles, généralement dans le cadre de leurs politiques de Responsabilité Sociétale des Entreprises (RSE).

Cadre de la RSE au Tchad

Définition : La RSE est la prise en compte volontaire, par les entreprises, des impacts sociaux, environnementaux et économiques de leurs activités.

Cadre juridique : Aucun dispositif juridique national spécifique à la RSE n'existe actuellement au Tchad.

Pratiques : Les initiatives relèvent souvent de démarches ponctuelles, assimilables à du mécénat, sans de suivi ni de consultation systématique des communautés locales

Déclarations ITIE pour 2023

Pour l'exercice 2023, quatre entreprises ont déclarés des dépenses sociales volontaires dans le cadre de l'ITIE :

- ✓ Tchad Oil Transportation Company (TOTCO) S.A., pour un total total de 93,1 millions FCFA ;
 - ✓ SHT pour un total de 29,7 millions FCFA ;
 - ✓ OPIC pour un total de 188,5 millions FCFA et ;
 - ✓ Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A) pour un total de 191,9 millions FCFA
- Soit un total de 503,3 millions FCFA

Le détail des paiements est présenté en annexe 22.

Cas des entreprises d'État (SHT et TPC)

En 2023, la SHT et TPC ont engagé des dépenses sociales pour un montant cumulé de 221,6 millions FCFA. Toutefois, ces dépenses ont été requalifiées en dépenses quasi-budgétaires, conformément à l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE, et sont analysées dans la section 6.3.1 du présent rapport.

Informations issues des rapports RSE

Certaines entreprises ont communiqué publiquement sur des projets structurants réalisés en 2023, sans déclaration formelle ITIE ni données financières désagrégées spécifiques au Tchad :

- Perenco (PetroChad) – *Sustainability Report 2023* : Mise en service en 2023 de la centrale électrique à gaz de Moundou, destinée à alimenter la deuxième ville du pays (environ 80 000 habitants), auparavant fortement dépendante de groupes électrogènes au diesel.
- CNPC – *PetroChina ESG Report 2023*: Actions communautaires autour des zones pétrolières :
 - approvisionnement en eau potable (« Sweet Water Community ») ;
 - appui à l'éducation (équipement scolaire à Gudawa) ;
 - entretien de 35 km de routes communautaires ;
 - appui à la santé (moustiquaires et médicaments antipaludiques).

Ces actions ne sont pas intégrées au présent rapport ITIE, en raison de l'absence de déclaration ITIE formelle et de l'absence de données financières désagrégées spécifiques au Tchad dans les rapports ESG.

6.1.2. Secteur des mines et des carrières

6.1.2.1. Dépenses sociales obligatoires

❖ Ancien Cadre juridique

Le Code minier de 1995 ne prévoyait pas explicitement de dépenses sociales obligatoires, à l'exception de dispositions relatives au contenu local (cf. [section 6.6](#)).

Toutefois, certaines conventions minières signées sous ce régime comportent des engagements sociaux, notamment :

- Société de Concassage de Hadjer Lamis (2015)¹¹⁷ : obligation de verser 2 % des résultats nets à un fonds d'appui social pendant les cinq premières années. Aucune précision sur les modalités d'exécution.
- Transcom (2016)¹¹⁸ : engagement à contribuer à la mise en place ou à l'amélioration d'infrastructures sociales et médicales proches du site d'exploitation, à partir de la date de première production.

❖ Nouveau cadre – Code minier 2018

¹¹⁷ Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

¹¹⁸ Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

Le Code minier de 2018 introduit des exigences explicites en matière de développement communautaire :

- Articles 112, 131, 146 et 155 : les titulaires de **permis d'exploitation minière industrielle** ou **d'autorisation d'exploitation industrielle de carrière** (temporaire et permanente) doivent soumettre un plan de développement communautaire couvrant :
 - la formation,
 - les infrastructures sanitaires, sociales, scolaires, routières,
 - la fourniture d'eau et d'électricité.
 - Les **modalités de mise en œuvre et de suivi** de ces obligations doivent être précisées dans la convention minière **le cas échéant ou dans l'acte d'octroi**.
- ❖ Situation 2023
- Selon le cadastre minier 22 **autorisations d'exploitation industrielle de carrière** (temporaires et permanentes) octroyés sous le code minier 2018 étaient en vigueur en 2022.
 - **La DGTM n'a pas communiqué** d'informations sur l'état de mise en œuvre des plans de développement communautaire, ni sur les éventuelles dépenses sociales exécutées au titre de ces engagements.

6.1.2.2. Dépenses sociales volontaires

Bien que les entreprises minières puissent, dans le cadre de leur RSE, soutenir volontairement des projets sociaux ou communautaires, les contributions enregistrées restent limitées, pour les raisons suivantes :

- Le secteur minier au Tchad est majoritairement artisanal ;
- La composante formelle est encore à un stade préliminaire, concentrée sur la recherche, avec **peu ou pas d'exploitation industrielle active**.

Dans ce contexte, les dépenses sociales volontaires ne sont pas significatives dans le secteur.

6.2. Dépenses environnementales

6.2.1. Cadre institutionnel et juridique

La gestion environnementale des activités extractives au Tchad repose sur un socle juridique transversal applicable aux secteurs minier et pétrolier, complété par des dispositions sectorielles spécifiques.

6.2.1.1. Cadre transversal applicable aux secteurs pétrolier et minier

(iii) Cadre institutionnel

La supervision environnementale est assurée principalement par :

- **Le Ministère de l'Environnement, de la Pêche et du Développement durable (MEPDD)**: Autorité responsable du contrôle environnemental, de l'évaluation des EIES/NIES et du suivi des obligations environnementales.
- Les ministères sectoriels (Pétrole / Mines) : Ils veillent à la conformité environnementale dans leurs secteurs respectifs et collaborent avec le MEPDD pour l'évaluation et le suivi des projets extractifs.

La DEELCPN constitue l'organe technique central chargé de l'analyse, de la validation et du contrôle des EIES/NIES, ainsi que de la lutte contre les pollutions et nuisances.

(iv) Cadre juridique transversal

Toutes les activités extractives sont régies par :

- Loi n°014/PR/98 (principe de précaution, pollueur-payeur, protection des écosystèmes) ;
- Décret n°630/PR/PM/MERH/2010 (procédure EIES/NIES, classification des projets A/B/C, publicité et consultation publique, affichage 45 jours, accès aux documents) ;
- Arrêtés 039/2012 et 041/2013 (guide méthodologique EIES et règles de consultation publique).

(v) Classification des projets

Selon le Décret n°630/2010 :

- Catégorie A : projets miniers, pétroliers → EIES complète obligatoire ;
- Catégorie B : impacts modérés → NIES ;
- Catégorie C : impacts faibles → aucune étude.

6.2.1.2. Secteur des hydrocarbures

Les obligations environnementales propres aux hydrocarbures sont définies principalement dans la Loi n°006/PR/2007 relative aux hydrocarbures et les contrats pétroliers applicable aux projets pétroliers. Ces dispositions complètent le cadre transversal (Loi 014/98 et Décret 630/2010).

Principales obligations environnementales du secteur pétrolier

Disposition	Contenu
Article 10 de loi No 006/PR/2007	Le contrat pétrolier doit définir : (i) les obligations de protection environnementale ; (ii) le financement et le fonctionnement du Fonds spécial environnement pétrolier ; (iii) les obligations de travaux d'abandon.
Articles 26 de loi No 006/PR/2007	Le titulaire d'une autorisation de prospection doit soumettre une EIE dans un délai de six mois aux ministres chargés des Hydrocarbures et de l'Environnement.
Article 29 de loi No 006/PR/2007	La demande de permis d'exploitation doit inclure : EIES, Plan de Gestion Environnementale, plans d'urgence, mesures de compensation et de réinstallation, approuvés par le Ministère de l'Environnement.
Article 32 de loi No 006/PR/2007	Les ouvrages de transport (pipelines, canalisations) sont soumis à EIE préalable et à autorisation ministérielle.
Article 52 de loi No 006/PR/2007	Le contractant doit réparer tout dommage environnemental à ses frais et soumettre un plan d'abandon approuvé avant exploitation.
Article 59 de loi No 006/PR/2007	Le titulaire doit élaborer et financer une EIE, mobiliser des compétences nationales et mettre en œuvre mesures environnementales retenues.
Article 61 de loi No 006/PR/2007	Le contractant et ses sous-traitants doivent souscrire une assurance couvrant les risques environnementaux (pollution, déversements, déchets).
Article 65 de loi No 006/PR/2007	Création d'un Fonds spécial pour la protection de l'environnement , dont les modalités de financement et d'utilisation sont fixées dans le contrat pétrolier.
Article 37 du CPP	Constitution d'une provision annuelle pour travaux d'abandon, versée sur un compte en séquestre ouvert à la BEAC, à partir du moment où 50 % des réserves prouvées du gisement sont atteints.
Article 36 du CPP	Le rapport d'EIE jugé recevable est mis à disposition du public pendant 45 jours, conformément aux règles de publicité environnementale.
Loi de finances 2010 modifiée (2017 , 2020)	Instauration d'une taxe pour la protection de l'environnement applicable aux sociétés pétrolières, fixée à 1 000 FCFA par tonne de déchets industriels ou dangereux produits, afin de soutenir les efforts de préservation environnementale.

6.2.1.3. Secteur des mines et carrières

Le secteur minier applique le même cadre transversal que le secteur pétrolier, complété par des obligations spécifiques prévues dans le Code minier de 2018 et son décret d'application.

❖ Dispositions du Code minier (2018):

Les principales obligations sont présentées ci-après :

Disposition	Contenu
Article 71	Engagement de fournir une Notice d'Impact Environnemental e et Sociale (NIES) dans les 6 mois suivant l'octroi du permis de recherche.
Articles 89, 112, 146 et 155	EIES complète obligatoire pour les permis et autorisations industrielles, incluant : PGES, plan HSS, plan de risques, plan de fermeture, réinstallation, consultation publique.
Article 184	Contribution obligatoire à la réhabilitation pour les exploitants artisanaux, définie par arrêté conjoint Mines-Environnement-Finances.
Article 289	Réhabilitation d'office par l'Administration aux frais du titulaire si les travaux ne sont pas exécutés.
Article 290	Réparation obligatoire de tous dommages causés à l'environnement (pollueur-payeur).
Article 317	Création d'un Fonds national de restauration, réhabilitation et fermeture, alimenté par des contributions annuelles indexées sur le PGES.

❖ Extraits de conventions minières¹¹⁹:

L'analyse de certaines conventions minières fait ressortir des engagements contractuels complémentaires, notamment :

- L'obligation de souscrire une assurance tous risques chantier, incluant les dommages environnementaux (ex. : dégâts des eaux).
- L'obligation de créer un **Fonds de réhabilitation de l'environnement**, géré conjointement par la société et les ministères des mines et de l'environnement, alimenté par des versements annuels équivalents à 2 % des revenus nets (après impôt sur le revenu).

❖ Dispositions fiscales – Loi de finances 2010 modifiée (2017 et 2020) :

La loi de finances a institué une taxe environnementale spécifique au secteur minier et aux carrières, appliquée selon les modalités suivantes :

Tarif	Base de liquidation
250 FCFA	Par mètre cube de minerais extraits (mines)
250 FCFA	Par mètre cube de matériaux extraits (carrières)
1 000 FCFA	Par tonne de déchets industriels ou dangereux

6.2.2. Contributions environnementales du secteur extractif

Les paiements environnementaux effectués par les entreprises extractives au Tchad se répartissent en plusieurs catégories, selon leur nature, leur base légale et le bénéficiaire final:

Flux	Description	Base légale	Entité bénéficiaire
Taxe pour la protection de l'environnement (TPE)	Taxe parafiscale destinée à financer les actions	CGI, Article 314 ¹²⁰	Trésor public / Ministère de l'Environnement

¹¹⁹ Convention exclusive d'exploitation des carrières de la société Rotative Granulats SA du 11 décembre 2011.

¹²⁰ <https://www.africa-laws.org/Chad/Tax%20Law/Code%20G%C3%A9n%C3%A9ral%20des%20imp%C3%B4ts%202016.pdf>

Flux	Description	Base légale	Entité bénéficiaire
	environnementales publiques.		
Droits d'octroi des permis environnementaux	Frais liés à l'évaluation/autorisation environnementale (post-EIES).	Article 66 de la Loi n°014/PR/98, Article 27 du Décret n°007/PR/PM/MERH/2013 ¹²¹	Ministère de l'Environnement
Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation	Provisions comptables obligatoires.	Article 10 & 23 & 35 & 52 et 100 du Code Pétrolier ¹²² , Articles 131 & 287 du Code Minier ¹²³	Entreprise exploitante (sous contrôle de l'État)
Versements sur le compte de réhabilitation de l'environnement	D Dépôts garantissant l'exécution des travaux de fermeture.	Article 65 du Code Pétrolier ¹²⁴	Compte séquestre contrôlé par l'État
Indemnités pour dommages environnementaux	Compensation des atteintes à l'environnement / communautés.	La Loi n°014/PR/98 portant Code de l'Environnement ¹²⁵	Parties affectées/ État
Contributions au Fonds de restauration, de réhabilitation et fermeture des sites miniers et carrières	Versements annuels obligatoires des titulaires de permis miniers, calculés selon les coûts prévisionnels du PGES (EIES). Servent à couvrir les opérations de restauration et fermeture.	Code minier 2018, art. 317	Fonds logé à la BEAC (Min. Mines / Environnement / Finances)
Contributions au Fonds contractuel de réhabilitation environnementale (2 % revenus nets)	Fonds géré conjointement par l'entreprise et les ministères sectoriels. Les sociétés versent annuellement 2 % des revenus nets après impôt, conformément aux conventions minières signées avant le Code minier 2018.	Conventions minières (ancien Code minier)	Fonds conjoint (Min. Mines / Min. Environnement / Société exploitante)
Amendes pour infractions environnementales	Sanctions en cas de non-conformité.	La Loi n°014/PR/98 portant Code de l'Environnement	Trésor public

6.2.3. Dépenses et contributions environnementales reportées en 2023

En 2023, le Ministère de l'Environnement a rapporté 43 millions FCFA de recettes issues des droits d'octroi des permis environnementaux, ventilées comme suit :

- Hydrocarbures : 36 millions FCFA (73,72 %) payé par CNPC et UHC pour respectivement 30 millions FCFA et 6 millions FCFA ;

¹²¹ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Loi-1998-14-environnement.pdf>

¹²² <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Code-2007-hydrocarbures-MAJ-2010.pdf>

¹²³ <https://www.droit-afrique.com/uploads/Tchad-Code-minier-2018.pdf>

¹²⁴ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Code-2007-hydrocarbures-MAJ-2010.pdf>

¹²⁵ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Loi-1998-14-environnement.pdf>

- Mines artisanales : 7 millions FCFA (16,28 %) payé par SOTEC et KESSAYA Groupe pour respectivement 3 millions FCFA et 4 millions FCFA.

Aucun encaissement n'a été déclaré par la DGI au titre de la Taxe pour la protection de l'environnement.

Tableau 71 Paiements des permis environnementaux en 2023 (par secteur)

Secteur	Entreprise	Projet / Bloc	Montant (FCFA)
Hydrocarbures	CNPCIC	Bloc Madigago	6 000 000
	CNPCIC	Bloc Doba Ouest	6 000 000
	CNPCIC	Bassin de Bongor	6 000 000
	CNPCIC	Dosseo Salamat	6 000 000
	CNPCIC	Bloc Lac Tchad	6 000 000
	United Hydrocarbon Chad	Bloc DOC & DOD	6 000 000
Sous-total hydrocarbures			36 000 000
Mines / Orpaillage	KESSEYA Group	Bougoudi	4 000 000
	ABARK TUB SARL	Zone de Dibeb	4 000 000
Sous-total mines			8 000 000
Carrières / matériaux	SOTEC	Carrière de granulats (Dandi Nouri)	3 000 000
Sous-total carrières			3 000 000
TOTAL GÉNÉRAL 2023			47 000 000

En 2023, et selon la déclaration de la société TPC, des paiements environnementaux ont été reportés pour un total de 323,82 millions FCFA au titre des paiements de compensation pour dommage.

Le détail se présente au niveau de l'annexe 4 du présent rapport.

6.3. Dépenses quasi budgétaires

6.3.1. Définition et cadre réglementaire

❖ Définition

Selon le HCN-ITIE, une dépense quasi budgétaire désigne toute dépense effectuée par une entreprise publique du secteur extractif, qui :

- n'est **pas inscrite dans le budget de l'État**,
- est engagée en vertu d'un accord, d'une instruction gouvernementale ou d'un engagement politique,
- et qui, par sa nature, **aurait normalement dû être prise en charge par le budget de l'État**.

Ces dépenses, bien que financées en dehors des circuits budgétaires classiques, peuvent représenter une charge réelle pour l'État et influencer la soutenabilité budgétaire.

❖ Critères d'identification

Pour ce rapport, ont été considérées comme dépenses quasi budgétaires :

- Les financements par les entreprises d'État ou leurs filiales de :
 - services sociaux ou non commerciaux (éducation, santé, etc.) ;
 - infrastructures publiques (routes, réseaux, bâtiments administratifs) ;
 - subventions sur les carburants ou produits énergétiques ;
 - contributions à la dette publique, y compris les bonifications d'intérêts.

- De manière plus large, toute dépense engagée **pour le compte de l'État**, hors du budget officiel, et susceptible de réduire artificiellement le niveau des charges ou du déficit budgétaire affiché.

❖ Exclusions

Les éléments suivants ne sont pas considérés comme des dépenses quasi budgétaires :

- Les dépenses sociales standard effectuées par les sociétés d'État dans le cadre de leur responsabilité sociétale, en conformité avec les pratiques usuelles du secteur extractif ;
- Les coûts pétroliers liés :
 - au transport de la quote-part de production de l'État ;
 - ou aux **participations de l'État** définies dans les contrats pétroliers, lorsqu'ils sont récupérables selon les dispositions contractuelles.

6.3.1 Secteur des hydrocarbures

La DGTCP, la SHT et la TPC ont été invitées à déclarer toutes les dépenses quasi budgétaires, conformément à la définition retenue dans ce rapport, sans seuil de matérialité. Aucune information n'a été transmise par ces deux entités.

Cependant, l'analyse des états financiers de la SHT et des données issues des contrats pétroliers révèle l'existence d'une opération pouvant être assimilée à une dépense quasi budgétaire, liée à la politique de soutien aux prix appliqués à la raffinerie nationale.

6.3.1.1. Subvention liée aux ventes à SRN

(a) Contexte et principe du mécanisme

Dans le cadre du Memorandum of Understanding (MoU) signé le 7 janvier 2018 entre l'État, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)**, l'État approvisionne la SRN en pétrole brut à un prix administré de 46,85 USD/baril, pour un volume annuel compris entre 3,8 et 4,3 millions de barils.

Ces volumes sont prélevés sur la Redevance en Nature et l'Interest Oil revenant à l'État dans le cadre du contrat de partage de production du consortium CNPCIC.

Si le prix administré appliqué à la SRN est inférieur au prix net des exportations de brut tchadien, ceci génère une décote économique au détriment de l'État.

Selon les termes du MoU, 60 % du différentiel de prix font l'objet d'une compensation versée par CNPCIC et Cliveden, tandis que **40 % restent à la charge de l'État**, via la SHT.

Cette part non compensée constitue une subvention implicite au profit du raffineur national. Il s'agit d'une dépense quasi budgétaire, car elle n'apparaît ni dans la loi de finances, ni dans les comptes publics.

(b) Mécanisme de compensation

L'Avenant n°1 à la Convention d'Approvisionnement du 29 mars 2017 définit les modalités de calcul de la compensation due à la SHT par CNPCIC et Cliveden lorsque :

$$\text{PRIX A} > \text{PRIX B}$$

Définition des paramètres :

- Prix A = Prix FOB – décote – Coûts TOTCO/COTCO – redevance statistique – tarif Ronier-Komé
- Prix B = 46,85 USD – tarif Ronier-Djermaya
- V1 = volume de redevance + Interest Oil livré à la SRN
- V2 = 40 % du volume livré (participation de la SHT dans la SRN)

Formule contractuelle :

$$\text{Compensation} = (V1 - V2) \times (\text{PrixA} - \text{PrixB})$$

Conformément à la lettre conjointe du 08 décembre 2022, les compensations dues doivent être versées sur un « **Compte d'Encaissement des Ventes Locales du Pétrole Brut** » ouvert à la BEAC.

Ainsi, **40 % de la décote reste à la charge de l'État**, via la SHT, et n'est pas compensée. Cette perte nette constitue une subvention implicite au profit du raffineur, assimilable à une dépense quasi budgétaire, car elle n'est ni budgétisée ni retracée dans les comptes publics.

(c) Compensations facturées et dues en 2023

Contrairement aux exercices précédents, la SHT a transmis pour 2023 :

- les quatre factures trimestrielles adressées à CNPCIC/Cliveden,
- les tableaux détaillés de calcul (Prix A, Prix B, V1, V2),
- un tableau récapitulatif annuel.

Les compensations dues pour 2023 totalisent 41 286 909,63 USD, ventilées comme suit :

Tableau 72 Compensations dues à la SHT au titre du différentiel de prix (2023)

Trimestre	Numéro de facture	Montant facturé en USD
T1 2023	01/SHT/DG/CNPCIC/CLIVEDEN/COMPENSATION/1Q23	8 928 402,99
T2 2023	02/SHT/DG/CNPCIC/CLIVEDEN/COMPENSATION/2Q23	9 097 751,76
T3 2023	03/SHT/DG/CNPCIC/CLIVEDEN/COMPENSATION/3Q23	13 995 165,42
T4 2023	04/SHT/DG/CNPCIC/CLIVEDEN/COMPENSATION/4Q23	9 265 589,46
Total 2023		41 286 909,63

(d) Subvention implicite supportée par l'État

La subvention implicite correspond à la part du différentiel de prix non compensée par CNPCIC/Cliveden, soit 40 % du montant total.

Sur cette base, la subvention implicite supportée par l'État en 2023 est estimée à 27,52 millions USD.

Tableau 73 Subvention implicite 2023

Indicateur	Montant 2023 (USD)
Compensation due (60 %)	41,29 M
Subvention implicite (40 %)	27,52 M

Limite concernant le recouvrement des compensations

Bien que les factures de compensation aient été transmises, aucune preuve de recouvrement effectif (extraits de compte ou avis de crédit du compte séquestre BEAC) n'a été fournie.

De plus, **la DGTCP n'a pas rapporté ces montants** dans les données communiquées à l'ITIE, alors qu'il s'agit **en principe d'un complément de revenus pétroliers pour l'État**.

Enfin, aucune donnée n'a été soumise par les entreprises, empêchant de confirmer les montants dus et les paiements effectués.

En l'absence de confirmation des encaissements, il n'a pas été possible de vérifier si ces compensations ont réellement été perçues ni d'évaluer leur impact sur les recettes pétrolières publiques.

6.3.1.2. Opérations de SWAP avec la SRN

a) Contexte et mécanisme contractuel

Dans le cadre de la convention ayant conduit à la création de la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN), un mécanisme de SWAP a été mis en place entre l'État, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN. Ce mécanisme consiste à livrer du brut issu :

- de la Redevance en Nature,
- de l'Interest Oil de l'État et de la SHT,

en échange de :

- produits raffinés (diesel, fioul),
- électricité livrée à la SNE,
- et remboursements partiels de dettes historiques de l'État envers la SRN.

Ces modalités sont définies dans le Memorandum of Understanding (MoU) signé le 7 janvier 2018, couvrant la période 1er janvier 2018 – 31 décembre 2023. Le prix contractuel appliqué à ces livraisons est fixe : 46,85 USD/baril, indépendamment du prix international.

b) Volumes et valeur des livraisons en 2023

En 2023, la SHT a livré à la SRN 4 000 000 barils de pétrole brut, représentant une valeur contractuelle de 187,4 millions USD (au prix fixé de 46,85 USD/baril).

Aucune recette ou écriture comptable relative à ces volumes n'a été rapportée par la DGTCP.

c) Compensations enregistrées

Conformément au MoU de 2018 et aux engagements additionnels exécutés en dehors de celui-ci, la valeur de la Redevance en Nature a été compensée par plusieurs flux: frais logistiques, fourniture d'électricité, livraisons de carburants et remboursements de dettes.

Le tableau ci-dessous présente une synthèse consolidée des compensations imputées en 2023, sur la base des déclarations de la SRN.

Nature de la compensation	Montant en Millions USD
Valeur des livraisons de brut à la SRN	187,40
Frais de transport Ronier-SRN	16,00
Frais de transport Ronier Komé	0,95
Fioul pour production d'électricité SNE(MoU)	15,28
Coût de production de l'électricité SNE(MoU)	3,73
Gazole livré à la SNE (MoU)	61,27
Remboursement des dettes de l'État (MoU)	64,90
Total compensation dans le cadre du MoU	162,13
Fioul livré à la SNE (hors MoU)	24,24
Gazole pour SNE (hors MoU)	31,67
Gazole pour les villes du Sud	1,22
Carburant pour l'armée	-
Total compensation hors MoU	57,13
Total Compensation	219,26
Solde final (dette complémentaire)	-31,86

Le détail des opérations de SWAP est décrit dans la [section 4.3.3](#) du présent rapport.

d) Solde final et compensation par non-reversement des dividendes

Après prise en compte de l'ensemble des compensations déclarées au titre de l'année 2023, les opérations de SWAP font apparaître un solde négatif de -31,86 millions USD, correspondant à une dette complémentaire de l'État envers la SRN.

Les informations complémentaires reçues de SRN indiquent que ce solde négatif n'a pas donné lieu à un règlement en numéraire par l'État. Il a été absorbé par compensation avec les dividendes dus à **l'État au titre de sa participation dans le capital de la SRN, lesquels n'ont pas été reversés en trésorerie au budget de l'État.**

Ce mécanisme de compensation interne n'a fait l'objet d'aucune écriture budgétaire ou comptable explicite au niveau de la DGTCP pour l'exercice 2023.

e) Enregistrement budgétaire et traçabilité des flux

Pour l'exercice 2023, la Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP) n'a déclaré:

- aucune recette budgétaire liée aux livraisons de brut effectuées dans le cadre des opérations de SWAP avec la SRN ;
- aucune dépense correspondant aux compensations en nature (fourniture d'électricité, livraisons de carburants, frais logistiques) ;
- ni de recettes effectives relatives aux dividendes de la SRN, ceux-ci ayant été compensés et non reversés en trésorerie.

En conséquence, les flux liés aux opérations de SWAP, y compris les compensations effectuées par non-reversement des dividendes, ne sont pas reflétés dans les documents budgétaires de l'État pour l'année 2023.

f) Qualification en tant que dépense quasi budgétaire

Au regard de la Norme ITIE, et en l'absence d'enregistrement budgétaire des flux liés aux opérations de SWAP avec la SRN, ces opérations peuvent être qualifiées de dépenses quasi budgétaires.

En 2023, ces opérations ont donné lieu à des compensations d'un montant total de 219,26 millions USD, principalement sous forme non monétaire. Ces flux, qui ont contribué au financement de services et charges d'intérêt public, ne sont pas retracés dans le budget de l'État.

Le recours à des mécanismes de compensation, y compris la non-perception en trésorerie des dividendes dus à l'État, explique cette absence de visibilité budgétaire et justifie leur présentation spécifique dans le présent rapport ITIE, conformément aux exigences de transparence.

6.3.1.3. Remboursement de la dette Glencore

a) Contexte de l'endettement

En 2013, l'État tchadien a contracté un emprunt de 600 millions USD pour soutenir le budget. En 2014, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a contracté un second emprunt de 1,356 milliard USD, avec garantie souveraine, afin de financer l'acquisition d'une participation de 25 % dans le Consortium de Doba (Esso).

Ces emprunts ont été **adossés au pétrole de l'État** et ont fait l'objet de restructurations successives en 2015 et 2018 (voir section 4.3.2).

b) Mécanisme de remboursement

Les remboursements sont effectués par déduction directe sur les recettes issues des cargaisons de pétrole brut appartenant à l'État et commercialisées par Glencore, conformément à un contrat de préfinancement. Les flux nets, une fois la dette déduite, sont déposés sur un compte offshore (Citibank) avant éventuel transfert au Trésor public.

Les intérêts et le principal sont remboursés prioritairement, selon les mécanismes suivants :

- Remboursement contractuel du principal ;
- Cash sweep en fonction du niveau des recettes ;
- Paiement des intérêts contractuels (Libor + 3 %) et d'une marge additionnelle de 2 % ;
- Paiement des **frais d'agent**.

c) Mobilisation effective des cargaisons en 2023

L'analyse des données disponibles pour l'exercice 2023 montre que le service de la dette Glencore a été assuré non seulement à partir des cargaisons de l'État, mais également à partir de cargaisons appartenant à la SHT-PCCL et SHT-DOBA.

Les cargaisons de la SHT identifiées en 2023 se présentent comme suit :

- SHT – Doba : Cargaison n°977 (07/10/2023) : 950 798 barils, pour une valeur brute de 84,81 millions USD, versés sur le compte séquestre Citibank.
- SHT – PCCL :
 - Cargaison n°942 (06/02/2023) : 997 216 barils, 76,67 millions USD ;
 - Cargaison n°970 (18/08/2023) : 997 886 barils, 84,07 millions USD.

Les valeurs présentées correspondent aux valeurs brutes des cargaisons. Les coûts de transport et les coûts pétroliers récupérables normalement déductibles n'ont pas pu être retranchés, faute de données disponibles. Il n'a donc pas été possible d'estimer la valeur nette effectivement affectée au service de la dette.

d) Traitement comptable

Jusqu'en 2019, la participation acquise et la dette correspondante figuraient dans les états financiers de la SHT.

À partir de 2020, ces éléments ne sont plus inscrits dans le bilan de la société. Aucune information n'a été communiquée indiquant un transfert formel de ces éléments dans les comptes de l'État.

e) Caractère quasi budgétaire du remboursement

Les remboursements étant effectués à partir des recettes pétrolières de l'État sans être enregistrés dans la documentation budgétaire officielle, ils peuvent être considérés, conformément à la Norme ITIE, comme des dépenses quasi budgétaires.

Cette qualification reflète uniquement la nature du mécanisme, financé par des ressources publiques mais exécuté hors budget, et ne préjuge pas de sa pertinence ou de sa conformité juridique.

f) Estimation pour l'année 2023

En 2023, le service de la dette Glencore a été exécuté conformément au mécanisme du *Prepayment Agreement (PPA)*, qui prévoit une affectation prioritaire des recettes pétrolières à la couverture des obligations financières avant tout transfert au Trésor public. Le montant total du service de la dette pour l'exercice s'élève à 318,2 millions USD, entièrement prélevés à la source sur les recettes brutes des cargaisons livrées à Glencore.

Ce montant correspond aux composantes suivantes :

Tableau 74 Décomposition du service de la dette Glencore en 2023 (en millions USD)

Composante du service de la dette	Montant 2023	Description
Intérêts contractuels	44,1	Intérêts calculés au taux LIBOR 3M + 3 %.
Marge supplémentaire	10,7	Prélevée lorsque le mécanisme de cash sweep est activé.
Remboursement du principal	261,4	Amortissement obligatoire + remboursements additionnels via cash sweep.
Retenue à la source (WHT)	1,4	20 % appliqués sur les paiements d'intérêts.
Frais d'agent	0,6	Honoraires dus à l'agent du prêt.
Total service de la dette Glencore	318,2	Montant total compensé sur les recettes pétrolières de l'État.

Source : SHT

Ainsi, le service de la dette Glencore constitue une dépense quasi budgétaire, dont la prise en compte est indispensable pour appréhender correctement le niveau réel des charges publiques financées par les revenus pétroliers.

6.3.1.4. *Avances de l'État reçues par SHT*

a) Nature des opérations et cadre d'analyse

Dans le cadre de ses activités, la SHT reçoit des transferts de l'État ou des recettes pétrolières revenant normalement à l'État, mais portées temporairement au crédit de la société, afin de lui permettre d'exécuter des dépenses pour le compte de l'État. Ces flux sont enregistrés au poste « **Avances reçues de l'État** » du bilan de la SHT.

b) Montants enregistrés et encours non utilisés

Au 31 décembre 2023, l'encours des avances reçues de l'État s'élève à 26,6 milliards FCFA, correspondant aux transferts non encore utilisés par la SHT.

Ces avances comprennent également des recettes pétrolières revenant normalement à l'État mais créditées temporairement à la société dans l'attente de leur affectation finale.

c) Transferts reçus en 2023 et dépenses exécutées

Selon la SHT, un montant de 8,41 milliards FCFA a été transféré par l'État en mars 2023 pour financer des dépenses que la société devait réaliser pour le compte de l'État, notamment la construction ou la réhabilitation :

- des hôpitaux de Laï, Faya, Bahai et Tiné ;
- du centre de santé de Koudalwa.

Les dépenses engagées par la SHT au titre de ces travaux au cours de l'année 2023 totalisent 4,3 milliards FCFA.

e) Solde cumulé et utilisation du compte

Le solde cumulé des avances s'élevait à 22,6 milliards FCFA à la fin de l'exercice 2022. La SHT indique que le transfert reçu du Trésor en 2023, ainsi que le maintien d'un encours élevé, s'expliquent par le fait que ce compte contribue implicitement à financer une partie du besoin en fonds de roulement (BFR) de la société, en attendant la réalisation complète des dépenses mandatées et les régularisations associées.

f) Appréciation du caractère quasi budgétaire

Conformément aux critères de la Norme ITIE :

- les avances reçues constituent des ressources publiques mises à disposition d'une entreprise d'État ;
- elles sont destinées à financer des **dépenses qui relèvent normalement du budget de l'État** (infrastructures hospitalières et sanitaires) ;
- leur exécution se fait hors circuit budgétaire classique;
- certaines opérations demeurent non apurées au 31 décembre 2023.

En conséquence, une les avances reçues de l'État et des dépenses associées présentent les caractéristiques de dépenses quasi budgétaires, dans la mesure où la SHT réalise pour le compte de l'État des opérations financées par des ressources publiques mais exécutées en dehors du budget .

Le solde des avances non utilisé à la clôture de l'exercice est assimilé à une subvention implicite accordée à la SHT, dans la mesure où ces ressources publiques demeurent à sa disposition sans être retracées dans le budget de l'État. À ce titre, ce solde présente les caractéristiques d'une dépense quasi budgétaire au titre des exercices antérieurs.

6.3.1.5. *Dépenses sociales réalisées par les entreprises publiques*

(i) La SHT

La SHT a déclaré avoir engagé en 2023 des dépenses sociales volontaires pour un montant de 29,7 millions FCFA, détaillées en annexe 22.

Faute d'informations suffisantes permettant de confirmer qu'il s'agit de dépenses sociales volontaires encadrées par une politique approuvée, les montants reportés ont été classés comme dépenses quasi budgétaires, conformément à la définition retenue au point 6.3.1.

(ii) La TPC

La TPC a déclaré avoir engagé en 2023 des dépenses sociales volontaires pour un montant de 191,9 millions FCFA, détaillées en annexe 22.

En l'absence d'éléments permettant d'attester qu'il s'agit de dépenses sociales volontaires dûment encadrées par une politique RSE formalisée et approuvée, ces montants ont été classés comme dépenses quasi budgétaires, conformément à la définition retenue au point 6.3.1.

6.3.2 Secteur minier

6.3.2.1. *Utilisation extra-budgétaire des recettes minières collectées par la SONEMIC*

(a) Cadre légal et mécanisme de gestion

En application de l'arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021, la SONEMIC est chargée de collecter certaines taxes minières et de déposer les fonds sur un compte de répartition dédié. Le texte impose une ventilation obligatoire toutes les 72 heures :

- 90 % au Trésor public (compte courant BEAC),
- 10 % à la SONEMIC au titre des frais de gestion.

En 2023, la SONEMIC n'a pas déclaré à l'ITIE les montants collectés ni ceux effectivement reversés à l'État.

(b) **Constat d'utilisation non conforme des recettes minières**

Le **rapport d'audit couvrant les exercices 2020–2023** révèle qu'un montant de 438,98 millions FCFA, provenant des recettes minières collectées en 2023, a été utilisé pour financer :

- la construction,
- et l'aménagement du siège de la SONEMIC.

Cette utilisation n'a fait l'objet **d'aucune autorisation préalable** de l'autorité compétente et contrevient aux règles de répartition fixées par l'arrêté n°042/2021.

Les états financiers 2023 indiquent que :

- 440,2 millions FCFA ont été encaissés,
- dont 396,16 millions FCFA comptabilisés comme dettes envers l'État,
- mais 439,12 millions FCFA ont été affectés à la construction du siège,
- tandis qu'un reliquat d'environ 1 million FCFA a été enregistré comme revenu propre.

Le mécanisme légal de transfert et de répartition n'a donc pas été respecté.

(c) Appréciation du caractère quasi budgétaire

Selon les critères du FMI et l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE, une opération peut être assimilée à une dépense quasi budgétaire lorsqu'une entreprise publique utilise des ressources publiques hors du budget pour financer une dépense qui aurait normalement relevé du circuit budgétaire.

Dans le cas de la SONEMIC, l'inscription comptable d'une partie des montants en **dette envers l'État** ne suffit pas à écarter ce risque. Le point déterminant est l'utilisation directe de recettes minières collectées pour le compte de l'État afin de financer une dépense non autorisée et non budgétisée.

À ce stade, et en l'absence de transfert au Trésor ou d'autorisation préalable, l'utilisation de 438,98 millions FCFA présente les **caractéristiques d'une dépense quasi budgétaire**, sous réserve de clarifications complémentaires de la SONEMIC et du Ministère des Finances.

(e) Montant des dépenses quasi budgétaires identifiées en 2023

Nature de la dépense	Montant (FCFA)
Recettes minières utilisées pour la construction/aménagement du siège	438,98 millions

Ainsi, le montant total des dépenses quasi budgétaires identifiées dans le secteur minier au titre de 2023 s'élève à 438,98 millions FCFA, entièrement imputables à l'utilisation non conforme des recettes minières par la SONEMIC.

6.3.2.2. Dépenses sociales réalisées par les entreprises publiques

(i) La SONEMIC

La SONEMIC n'a déclaré aucune dépense sociale au titre de l'année 2023.

L'examen de ses états financiers fait toutefois apparaître un montant de 2,8 millions FCFA enregistré en dons, somme considérée comme non significative.

(ii) SONACIM

La SONACIM n'a pas soumis de déclaration ITIE pour l'année 2023, et ses états financiers n'ont pas été transmis, empêchant de confirmer l'existence ou l'absence de dépenses sociales.

Les derniers états financiers disponibles (exercice 2022) faisaient état de 13,4 millions FCFA inscrits en dons, montant non significatif.

6.4. Contribution du secteur extractif à l'économie

6.4.1. Contribution au budget de l'État

Selon les données collectées dans le cadre du présent rapport, la contribution du secteur extractif dans les recettes de l'Etat se présente comme suit :

Tableau 75 Contribution du secteur extractif dans le **budget de l'Etat (2022-2023)**

Indicateurs	2022	2023	En Milliards FCFA	
			Variation	Variation En %
Recettes extractives selon les données ITIE ¹²⁶	768,57	1 159,32	390,75	50,8%
<i>Secteur des Hydrocarbures</i>	677,69	1 041,78	364,09	53,7%
<i>Secteur de la Raffinerie</i>	58,91	78,27	19,36	32,9%
<i>Secteur du Transport Pétrolier</i>	28,64	36,91	8,27	28,9%
<i>Secteur Minier & Carrière</i>	3,33	2,35	- 0,98	-29,3%
Recettes budgétaires totales (hors dons) ¹²⁷	1 387,15	1 565,67	178,52	12,9%
Contribution en %	55,40%	74,05%		

6.4.2. Contribution au PIB

Tableau 76 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2022-2023)¹²⁸

Indicateurs	2022	2023	En Milliards FCFA	
			Variation	Variation En %
PIB nominal	7 601,0	8 076,0	+475,0	+6,3 %
<i>PIB Pétrolier</i>	1 288,2	1 118,6	-169,6	-13,2%
<i>PIB Minier & Carrière</i>	65,0	67,0	+2,0	+3,1%
PIB (Pétrole + Mine)	1 353,2	1 185,6	-167,6	-12,4 %
Contribution secteur extractif en %	17,8 %	14,7 %	- 3,1 pts	

6.4.3. Contribution aux exportations

La contribution du secteur extractif dans les exportations du pays se présente comme suit :

Tableau 77 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2022-2023)

Produits	2022	2023	En Milliards FCFA	
			Variation	En %
Exportations d'hydrocarbures (données ITIE)	2 820,70	2 339,75	(480,95)	-17,05%
Exportations minières (données ITIE)	-	-	-	
Total Exportation secteur extractif	2 820,70	2 339,75	(480,95)	
Total exportation	3 264,00	2 792,90	(471,10)	-14,43%
Contribution en %	86,42%	83,77%		

6.4.4. Contribution à l'emploi

a) Sources et méthodologie

Les données sur l'emploi dans le secteur extractif proviennent de deux sources principales :

- Les données collectées auprès des entreprises extractives déclarantes dans le cadre du

¹²⁶ Données ITIE 2022-2023

¹²⁷ Rapports définitifs d'exécution de la loi de finances 2022 et 2023

¹²⁸ BEAC

rapport ITIE 2023 ; et

- L'inventaire réalisé dans le cadre de [l'Analyse Sectorielle Nationale de l'EMAPE](#) (2022), pour l'emploi informel (le dernier rapport publié est celui de 2022).

Les informations portent sur les effectifs selon le genre, la nationalité, le niveau de qualification, le statut (permanent/contractuel) et la masse salariale.

b) Données issues du secteur formel (entreprises déclarantes)

❖ *Couverture des déclarations*

Sur l'ensemble des sociétés du périmètre, seules 4 entreprises ont transmis des données exploitables sur l'emploi, à savoir : CEFC Hainan, SONEMIC, OPIC et la TPC. Des entreprises majeures comme ESSO, CNPCIC, PETRONAS, CLIVEDEN ou SRN n'ont pas communiqué d'information, limitant la représentativité des résultats.

Le récapitulatif se présente comme suit :

Genre	Statut	Niveau	Nationalité		Total	En %	Masse salariale en FCFA		Total	En %
			Tchadienne	Etrangère			Tchadienne	Etrangère		
Hommes	Permanents	Cadres supérieurs	41	15	56	9,0%	3 960 229 567	5 477 234	3 965 706 801	19,7%
		Techniciens supérieurs et cadres moyens	199	39	238	38,4%	11 977 049 768	-	11 977 049 768	59,6%
		Techniciens, agents de maitrise et ouvriers qualifiés	62	-	62	10,0%	2 276 775 174	-	2 276 775 174	11,3%
		Employés, ouvriers, apprentis	24	-	24	3,9%	210 679 637	-	210 679 637	1,0%
	Contractuels	Cadres supérieurs	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
		Techniciens supérieurs et cadres moyens	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
		Techniciens, agents de maitrise et ouvriers qualifiés	1	-	1	0,2%	2 682 120	-	2 682 120	0,0%
		Employés, ouvriers, apprentis	190	-	190	30,7%	667 769	-	667 769	0,0%
Total Effectifs (Homme)			517	54	571	92,2%	18 428 084 035	5 477 234	18 433 561 269	91,7%
Femmes	Permanents	Cadres supérieurs	5	-	5	0,8%	156 184 153	-	156 184 153	0,8%
		Techniciens supérieurs et cadres moyens	26	-	26	4,2%	902 124 751	-	902 124 751	4,5%
		Techniciens, agents de maitrise et ouvriers qualifiés	17	-	17	2,7%	609 057 554	-	609 057 554	3,0%
		Employés, ouvriers, apprentis	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
	Contractuels	Cadres supérieurs	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
		Techniciens supérieurs et cadres moyens	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
		Techniciens, agents de maitrise et ouvriers qualifiés	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
		Employés, ouvriers, apprentis	-	-	-	0,0%	-	-	-	0,0%
Total Effectifs (Femme)			48	-	48	7,8%	1 667 366 458	-	1 667 366 458	8,3%
			565	54	619	100%	20 095 450 493	5 477 234	20 100 927 727	100%
			91,28%	8,72%			99,97%	0,03%		

Le détail se présente au niveau de l'annexe 23 du présent rapport.

❖ Analyse

- Les hommes représentent 92,2 % de l'effectif déclaré, contre 7,8 % de femmes, principalement dans des fonctions techniques intermédiaires.
- Les expatriés sont concentrés chez OPIC seulement.
- Les femmes qui figurent parmi les cadres supérieurs permanents représente 8% seulement de la population reportée par les entreprises extractives du périmètre.
- La majorité des salariés sont nationaux (91,28 %), ce qui reflète un bon niveau de contenu local, mais une faible diversité dans les postes à responsabilités.

c) Emploi informel : exploitation artisanale (EMAPE)

L'exploitation minière artisanale (EMAPE) demeure une source majeure d'emploi informel au Tchad. Selon le [Plan d'action national EMAPE](#) (2022) (le dernier rapport publié), fondé sur l'inventaire national de 2020, la main-d'œuvre artisanale est estimée à 63 772 travailleurs, répartis entre l'extraction, le traitement et le transport des minerais. Ces activités mobilisent des hommes, des femmes et, dans une proportion plus limitée mais préoccupante, des enfants.

❖ Répartition des travailleurs artisanaux par genre, âge et fonction

Fonction	Effectif total	Hommes	Femmes	Enfants
Mineurs d'extraction	23 498	21 141	1 483	967
Mineurs de traitement	23 400	20 987	1 075	1 170
Transporteurs	17 285	ND	ND	ND
Total (toutes fonctions)	63 772	59 532	2 776	1 464

Source : Plan d'action EMAPE 2022, basé sur l'inventaire 2020

❖ Analyse

1. Structure de la main-d'œuvre

Les données disponibles indiquent qu'environ 74 % des travailleurs artisanaux exercent dans les activités d'extraction, de concassage, de lavage et de traitement. Cette forte concentration illustre la nature hautement intensive en main-d'œuvre de l'orpaillage artisanal, où les procédés demeurent largement manuels et faiblement mécanisés.

2. Participation féminine

La participation des femmes reste limitée (4,35 %), principalement dans les tâches de tri, lavage et traitement. Ces activités, généralement moins rémunérées et plus pénibles, traduisent une faible intégration économique des femmes dans les segments les plus productifs ou à forte valeur ajoutée.

3. Travail des enfants

Les enfants représenteraient 2,3 % de la main-d'œuvre, principalement au niveau du traitement. Cette présence, même marginale, constitue un enjeu majeur de conformité aux normes nationales et internationales relatives au travail des enfants, à la protection sociale et aux droits fondamentaux.

4. Segment des transporteurs

Le secteur compte 17 285 transporteurs (27 % de la main-d'œuvre artisanale), mais sans ventilation par genre ni par âge.

5. Limites des données disponibles

L'absence de données actualisées depuis 2020 limite la pertinence de l'analyse, car le secteur artisanal, particulièrement l'or, évolue très rapidement sous l'effet de la hausse des cours, de l'ouverture et fermeture de sites, et de la multiplication des circuits commerciaux. Dans un contexte aussi dynamique, des données récentes et mieux désagrégées sont indispensables pour suivre l'évolution réelle de la main-d'œuvre, anticiper les risques sociaux et adapter les mesures d'encadrement du secteur.

d) Contribution globale à l'emploi national

En utilisant les données suivantes :

- 63 772 travailleurs dans l'exploitation minière artisanale (informel), selon l'extrapolation de l'inventaire EMAPE 2020 ;
- 619 employés (nationaux) dans le secteur extractif formel, sur la base des déclarations ITIE 2023 (4 sociétés);
- Population active totale en 2023 : 6 221 467 personnes (source : [Banque mondiale](#)),

On obtient les résultats suivants :

Contribution estimée du secteur extractif à l'emploi (2023)

Secteur	Effectifs	Population active	Part (%)
Emploi formel extractif	619	6 221 467	0,010 %
Emploi informel (EMAPE)	63 772	6 221 467	1,025 %
Total secteur extractif	64 949	6 221 467	1,05 %

6.4.5. Régions clés de production extractive

L'activité extractive au Tchad est concentrée dans un nombre limité de régions stratégiques, qui regroupent les principaux sites de production pétrolière, les projets miniers industriels émergents ainsi que les zones d'exploitation artisanale. La répartition géographique varie selon les sous-secteurs.

(a) Secteur des hydrocarbures

La production pétrolière industrielle demeure essentiellement localisée dans le sud du pays, où se situent les principaux bassins producteurs et les infrastructures d'exportation:

Région / Province	Sites ou blocs clés	Sociétés actives
Logone Oriental	Bassin de Doba – blocs Komé, Bolobo, Miandoum, Moundouli	CNPCIC, SHT (suite au retrait d'ExxonMobil), TPC
Chari Baguirmi	Bloc Rônier, champs Mangara et Badila	PetroChad Mangara (PCM)
Mayo Kebbi Est / Tandjilé	Infrastructures de transport (pipelines TOTCO/COTCO)	TOTCO
Mayo Kebbi Est / Tandjilé	Périmètres de transport, canalisation (TOTCO/COTCO)	SHT, TOTCO, COTCO
Hadjer Lamis	Raffinerie de N'Djamena (SRN) – production d'électricité associée	SRN, SNE

Les infrastructures de traitement et de raffinage sont centralisées à Djermaya, où la Société de **Raffinage de N'Djamena (SRN)** transforme le brut destiné au marché intérieur. Les pipelines TOTCO/COTCO assurent l'évacuation du brut vers Kribi (Cameroun).

b) Secteur artisanal (EMAPE)

L'exploitation minière artisanale et à petite échelle constitue la forme dominante d'activité minière au Tchad. Bien que géographiquement dispersée, elle est principalement concentrée dans les régions suivantes :

Région / Province	Substances exploitées	Observations clés
Mayo Kebbi Ouest	Or	Zone d'orpaillage la plus active ; présence de comptoirs informels et chaînes d'approvisionnement peu tracées.
Mandoul	Or	Production importante, fortement saisonnière, avec des impacts environnementaux notables. (déforestation, pollution).
Sila, Guéra	Or	Activité dispersée, en grande partie informelle, avec des flux commerciaux transfrontaliers.
Logone Occidentale	Sel, natron	Production traditionnelle non métallique destinée aux marchés locaux.
Hadjer Lamis / Chari Baguirmi	Sable, gravier, pierres de construction (carrières)	Activité semi-mécanisée autour des centres urbains

Source : Banque mondiale (Diagnostic du secteur minier, 2023), Plan national EMAPE 2022, DGM/DGTM.

6.5. Impact environnemental et social

6.5.1. Cadre politique et réglementaire

a) Instruments stratégiques nationaux

Le Tchad s'est doté de plusieurs cadres stratégiques pour orienter sa politique environnementale et climatique, dont plusieurs s'appliquent directement au secteur extractif :

- [Stratégie](#) Nationale de Lutte contre les Changements Climatiques (SNLCC), adoptée en 2017 et actualisée en 2024, qui met l'accent sur l'intégration des considérations climatiques dans les politiques sectorielles, y compris extractives.
- [Contribution](#) Déterminée au niveau National (CDN), actualisée en octobre 2021 dans le cadre de l'Accord de Paris, qui engage le Tchad à réduire ses émissions de GES de 19,3 % d'ici 2030, Intégrer les critères climatiques dans les évaluations d'impact environnemental et social et renforcer les capacités institutionnelles dans les secteurs vulnérables, dont l'extractif.
- **Plan National d'adaptation** (octobre 2021), orienté vers les priorités d'adaptation des communautés vulnérables.
- [Programme](#) d'Action National de Lutte contre la Désertification (PAN/LCD), qui aborde les effets conjoints de l'extraction, de l'agriculture et du climat.
- **Stratégie Nationale d'Éducation Environnementale**, qui soutient la sensibilisation du public aux enjeux environnementaux.

Ces instruments visent la gestion durable des ressources, la résilience aux changements climatiques, la protection des écosystèmes et l'amélioration du cadre de vie des populations, tout en intégrant progressivement les risques liés aux activités extractives.

b) Cadre législatif général

Le cadre juridique encadrant la protection de l'environnement au Tchad repose sur plusieurs textes de référence, dont certains ont été récemment actualisés :

- [Loi](#) n°014/PR/1998 définissant les principes généraux de la protection de l'environnement;
- [Loi](#) n°023/PR/2023 portant nouveau Code de l'environnement, remplaçant la loi de 1998;
- **Décrets d'application**, notamment :
 - [Décret](#) n°630/PR/PM/MERH/2010 sur la réglementation des études d'impact environnemental ;
 - [Décret](#) n°904/PR/PM/MERH/2009 sur la prévention des pollutions et nuisances ;
 - [Décret](#) n°378/PR/PM/MAE/2014 sur la promotion de l'éducation environnementale.
- Arrêtés techniques spécifiques :
 - [Arrêté](#) n°039/2012 portant guide général pour la réalisation des EIE ;
 - [Arrêté](#) n°041/2013 sur les consultations publiques obligatoires lors des EIE.

Ces textes constituent le socle réglementaire pour l'encadrement des impacts environnementaux et sociaux des projets extractifs, en imposant notamment des obligations d'évaluation, de mitigation, de transparence et de suivi environnemental.

6.5.2. Rôle institutionnel dans la gestion environnementale

Le dispositif institutionnel de gestion environnementale dans le secteur extractif repose sur les entités suivantes :

Institution	Mandats principaux
Ministère de l'Environnement (MEPDD)	Supervise les évaluations d'impact (EIE/NIE), délivre les permis environnementaux et assure le suivi des engagements des projets extractifs.
DEELCPN (Direction des Évaluations Environnementales)	Organe technique du MEPDD chargé de l'instruction des EIE, de l'organisation des consultations publiques et du suivi environnemental des projets.
Ministère des Hydrocarbures / des Mines	Co-valident les EIE dans leur secteur respectif et assurent le suivi des obligations environnementales intégrées dans les conventions ou permis.
HCNE (Haut Comité National pour l'Environnement)	Instance interministérielle chargée de la coordination stratégique et de la définition des politiques environnementales nationales.

6.5.3. Réformes et initiatives en cours

Des réformes récentes ont été engagées au Tchad pour améliorer la gestion et la transparence de l'impact environnemental et social des activités extractives.

a) Adoption de la Loi n°023/CTN/2024 sur l'environnement

Promulguée en 2024, cette loi constitue une réforme majeure du cadre juridique. Elle renforce les obligations des opérateurs extractifs en matière de :

- **Réalisation d'études d'impact environnemental et social (EIES)** pour tout projet présentant des risques environnementaux ou sociaux (articles 28 à 33) ;
- Audits environnementaux et sociaux périodiques, y compris pour les projets exécutés sans EIE initiale (articles 36 à 39) ;
- Plans de réhabilitation obligatoires, sous peine de retrait du permis environnemental (article 133);
- Sanctions environnementales administratives et pénales, applicables en cas de non-respect des obligations (articles 129 à 165).

b) Numérisation du suivi environnemental

Dans le cadre du **Projet d'Appui à la Transformation Numérique du Tchad (PATN)**, financé par la Banque Mondiale, un système numérique est en cours de mise en place pour assurer le suivi des EIES, des permis délivrés et des rapports de conformité. Ce système vise à centraliser les données environnementales et à renforcer la gouvernance du secteur extractif. (Source : Banque mondiale – Projet PATN : [lien vers le document de projet](#))

6.5.4. Procédures administratives des EIES

Le processus d'évaluation des impacts environnementaux et sociaux au Tchad est encadré par le Décret n°630/PR/PM/MERH/2010, qui classe les projets extractifs selon leur niveau d'impact:

Catégorie	Étude requise	Niveau d'impact
A	EIES obligatoire	Impact élevé ou complexe

Catégorie	Étude requise	Niveau d'impact
B	NIE (Notice)	Impact modéré, mesures connues
C	Aucune étude	Impact négligeable

Les micros et petites entreprises, y compris les exploitants artisanaux sont généralement classés en catégorie C.

Étapes de la procédure (selon l'arrêté n°039/2012)

La procédure se déroule en six étapes principales :

1. Demande initiale adressée à la DEELCPN par le promoteur ;
2. Classification du projet (A, B ou C) et indication du type d'étude à réaliser (EIE ou NIE);
3. Validation des TdR : dépôt, examen et approbation des termes de référence par la DEELCPN ;
4. **Réalisation de l'étude** : recrutement d'un consultant agréé pour mener l'EIE/NIE selon les TdR validés ;
5. Soumission et analyse : dépôt du rapport à la DEELCPN, analyse par un comité technique interministériel ;
6. Décision finale : délivrance ou refus du permis environnemental par le Ministre en charge de l'Environnement.

Schéma : Processus d'évaluation EIE/NIE

L'organigramme ci-dessous synthétise la procédure administrative suivie pour les projets extractifs:



- Le processus prévoit une consultation publique de 45 jours, mais les résultats et rapports ne sont pas systématiquement rendus publics.
- La DEELCPN assure le suivi des projets, mais son action est limitée par l'absence de bureaux déconcentrés hors de N'Djaména.
- Les frais d'analyse varient selon la taille du projet (de 500 000 à 6 000 000 FCFA).

6.5.5. Sanctions environnementales

a) Cadre légal en vigueur

Le régime des sanctions a été considérablement renforcé par la loi n°023/CTN/2024 relative à la **protection de l'environnement**, qui remplace et complète les dispositions antérieures prévues dans la loi n°014/PR/98. Cette nouvelle loi encadre trois catégories principales de sanctions :

Type de sanction	Base juridique	Infractions visées	Sanctions prévues
Administratives	Art. 129-133 de la loi n°023/CTN/2024	Inobservation des conditions d'exploitation, absence d'autorisation, manquement à la réhabilitation	Mise en demeure, amende administrative, exécution d'office, fermeture provisoire, retrait d'agrément ou de permis
Financières	Art. 134-136	Déversements d'hydrocarbures	Amendes selon volume déversé: – <1 m³ : 15 à 20 millions FCFA – 1 à 10 m³ : 20 millions à 1 milliard FCFA – >10 m³ : >10 milliards FCFA
Pénales	Art. 137-163	Pollution, absence d'EIE, entrave au contrôle, rejet illégal de déchets ou effluents, traitement non autorisé de déchets	Peines d'emprisonnement (1 mois à 25 ans), amendes (100 000 à 500 milliards FCFA), fermeture, confiscation, dégradation civique

b) Sanctions liées aux EIE

- Ancienne législation (article 90 de la loi n°014/PR/98) : l'absence d'étude d'impact ou la soumission de données fausses entraîne une amende de 15 000 à 20 000 FCFA.
- Nouvelle loi (2024) :
 - En cas de non-mise en œuvre du plan de réhabilitation : retrait du permis environnemental.
 - Refus d'alimenter le fonds de réhabilitation : retrait automatique du permis après mise en demeure (art. 133).

c) Mise en œuvre dans la pratique

La législation en vigueur prévoit un ensemble de mécanismes de suivi, de contrôle et de sanction relatifs au respect des obligations environnementales, tels que définis dans la Loi n°023/CTN/2024. Toutefois, pour l'année 2023, **aucune information publique n'a été recensée** concernant l'application de sanctions administratives ou pénales dans le cadre du suivi environnemental des projets extractifs.

Un précédent a néanmoins été observé en 2021, lorsque le ministère en charge de l'environnement a annoncé, via un [communiqué](#) officiel, la suspension temporaire des permis environnementaux délivrés à la CNPCIC. Cette mesure faisait suite à des constats de non-conformité en lien avec des incidents de pollution. Cette action s'est inscrite dans le cadre du pouvoir réglementaire prévu pour les installations classées.

6.5.6. Accessibilité et divulgation des documents environnementaux

Conformément à la législation environnementale tchadienne, plusieurs documents sont exigés pour assurer une gestion et un suivi adéquats des impacts environnementaux des projets extractifs. Toutefois, la divulgation publique de ces documents reste limitée, malgré certaines prescriptions prévues par les textes.

Tableau 78 Accessibilité et divulgation des documents environnementaux au Tchad

Document	Source légale	Obligation de publication	Divulgation constatée
Termes de référence (TdR)	Arrêté n°039/2012, art. 6	Aucune disposition explicite	Non divulgués
Rapport d'EIE	Décret n°630/2010, art. 10 ; Arrêté n°039/2012, art. 14 ; Loi n°023/2024, art. 28 à 30	Résumé exigé en français et arabe, consultation publique de 45 jours prévue (art. 32)	Accès sur demande, non publié en ligne
Rapport de consultations publiques	Arrêté n°041/2013, art. 9 ; Loi n°023/2024, art. 32	Non précisé dans les textes	Non divulgué
Avis technique de validation	Décret n°630/2010, art. 14 ; Loi n°023/2024, art. 33	Pas d'obligation de publication	Non divulgué
Permis environnemental	Décret n°630/2010, art. 15 ; Loi n°023/2024, art. 133	Pas de publication requise ; possibilité de suspension ou retrait	Non divulgué
Décision finale (agrément)	Arrêté n°039/2012, art. 14	Aucune obligation explicite	Non divulgué
Rapports de suivi environnemental	Loi n°014/1998, art. 67 ; Décret n°630/2010, art. 16 ; Loi n°023/2024, art. 34	Obligation de suivi, sans exigence explicite de publication	Non divulgué
Rapports d'audit environnemental et social (AES)	Loi n°023/2024, art. 36 à 39	Obligatoires pour toute activité assujettie à EIE ou en régularisation ; à la charge du promoteur	Aucun rapport divulgué à ce jour

- Aucune obligation légale de divulgation publique en ligne n'est actuellement prévue, sauf accès ponctuel sur demande.
- La Loi 023/2024 renforce l'obligation d'élaborer des EIES et des audits environnementaux pour tous les projets assujettis, mais n'impose pas leur publication systématique.

6.5.7. Capacités des entreprises en matière de gestion environnementale, sociale et de genre

Les entreprises retenues dans le périmètre ITIE ont été sollicitées pour renseigner leurs politiques de gestion des impacts environnementaux, sociaux et de genre. Toutefois, seules cinq entreprises (PMC, OPIC, CEFCHAINAN, SONEMIC et PTC (Petrochad Transportation)) ont fourni une réponse partielle.

Cette situation reflète une faible systématisation de la gestion des impacts sociaux, environnementaux et de genre dans le secteur extractif.

Le détail des réponses par entreprise figure à l'annexe 24.

6.5.8. Impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière artisanale (EMAPE)

Selon le Diagnostic sectoriel de la Banque mondiale (2023), l'EMAPE représente plus de 90 % de l'activité minière au Tchad et mobilise 30 000 à 60 000 travailleurs, principalement dans les régions du Mayo Kebbi Ouest, Mandoul, Sila, Guéra, ainsi que dans les zones de carrières autour de

N'Djamena. Plus de 95 % des sites ne sont pas enregistrés, ce qui se traduit par des impacts environnementaux et sociaux significatifs.

(a) Impacts environnementaux

- Dégradation des sols : plus de 70 % des sites présentent une érosion sévère, des fosses non réhabilitées ou une déforestation locale.
- Pollution hydrique : rejets d'eaux de lavage dans les rivières ; usage ponctuel mais croissant de produits chimiques (dont mercure).
- Pression sur les écosystèmes : exploitation du bois et conflits d'usage de l'eau, notamment dans le Sila et le Guéra.

(b) Impacts sociaux et sanitaires

- Sécurité au travail : absence totale d'équipements de protection ; accidents fréquents (effondrements, chutes).
- Femmes et enfants : les femmes représentent 30–40 % de la main-d'œuvre ; présence d'enfants dans les tâches de concassage et de tri.
- Mobilité et tensions locales : arrivée de travailleurs migrants dans certains sites aurifères, générant des tensions avec les communautés.
- Chaîne de valeur informelle : plus de **90 % de l'or artisanal** circulerait hors des circuits officiels, avec peu ou pas de contrôle des comptoirs.

(c) Carrières artisanales (sable, gravier, pierre)

- Impacts notables sur les lits de rivières, l'érosion et la stabilité des sols.
- Absence de plans de réhabilitation ou de mesures d'atténuation.

(d) Tableau de bord des vulnérabilités majeures

Vulnérabilité	Constats clés
Données limitées	Absence de cartographie officielle
Conditions de travail critiques	0 % de sites équipés en EPI ; accidents fréquents.
Travail des enfants	Présence récurrente d'enfants dans la chaîne de valeur artisanale.
Pollution durable	Sites dégradés; pollution des cours d'eau par les rejets de lavage.
Filière opaque	>90 % de l'or artisanal hors des circuits officiels ; pertes fiscales.
Absence de contrôle	Faiblesse des services déconcentrés du ministère des Mines et de l'Environnement.
Tensions sociales	Migration et conflits locaux dans les zones aurifères.
Absence d'EIE	L'EMAPE est classée « C », alors que ses impacts réels sont importants.

L'EMAPE au Tchad génère des impacts environnementaux et sociaux majeurs, clairement établis par les analyses de la Banque mondiale (2023). La **combinaison d'une forte expansion de l'activité, d'un très haut niveau d'informalité et de l'insuffisance des mécanismes de contrôle** accentue les risques pour :

- la sécurité des travailleurs,
- la cohésion sociale des communautés locales,
- et la préservation des écosystèmes.

Ces vulnérabilités sont appelées à s'aggraver au regard de **l'augmentation attendue de l'activité liée à la hausse des cours de l'or**, ce qui constitue un enjeu prioritaire de gouvernance environnementale et sociale devant faire l'objet d'un **suivi renforcé et d'un débat stratégique au sein du HCN-ITIE**.

6.6. Contenu local

6.6.1. Secteur des hydrocarbures

Le cadre juridique tchadien impose plusieurs obligations en matière de contenu local dans le secteur pétrolier, principalement issues de la Loi n°006/PR/2007 sur les hydrocarbures et du contrat pétroliers:

Thème	Référence	Obligation
Partenariat avec l'État	Art. 32.5 (Loi 006/2007)	Association obligatoire de la société nationale dans les projets d'infrastructures de transport.
Approvisionnement local	Art. 58.1 (Loi 006/2007)	Priorité à l'approvisionnement du marché national, à des conditions préférentielles.
Préférence aux entreprises locales	Art. 25.6 (CPP)	Préférence aux entreprises tchadiennes pour les contrats, à conditions égales.
Emploi et formation du personnel tchadien	Art. 26.9 (CPP)	Plan annuel obligatoire de formation ; budget : 100 000 USD (phase exploration), puis 1 % de la masse salariale (phase exploitation).
Contribution à la formation des agents publics	Art. 44.1 (CPP)	Contribution annuelle de 250 000 USD (exploration) et 500 000 USD (exploitation) pour la formation des agents de l'administration.

6.6.2. Secteur minier

Le Code minier 2018 renforce les dispositions antérieures en matière de contenu local, en intégrant les obligations suivantes :

Thème	Référence	Obligation
Préférence aux entreprises nationales	Art. 269	Recours prioritaire aux entreprises tchadiennes pour les biens et services, à conditions similaires.
Emploi local	Arts. 271-272	Obligation d'employer en priorité les nationaux. 90 % des postes non qualifiés doivent être réservés aux Tchadiens.
Transfert de compétences	Art. 273	Mise en œuvre de programmes de transfert de technologie et de savoir-faire.
Intégration locale	Arts. 112, 146, 155	Obligation d'inclure un plan d'intégration à l'économie locale dans l'étude de faisabilité, incluant le soutien aux PME/PMI tchadiennes.
Transformation locale	Art. 131	Obligation de réserver au moins 15 % de la production à la transformation locale.

6.6.3. Données disponibles

Les dispositions relatives au contenu local sont clairement établies dans les textes législatifs et contractuels. Toutefois, la collecte et la divulgation de données sur la mise en œuvre effective de ces obligations (part des contrats attribués à des entreprises locales, effectifs nationaux employés, budgets de formation exécutés, etc.) ne sont pas couvertes par Termes de Référence du présent rapport.

7. Analyse des revenus

7.1 Paiements en nature

En 2023, l'État tchadien (y compris la SHT PCCL et SHT DOBA) a commercialisé 14,72 millions de barils de pétrole brut en nature, au titre de la redevance, de la Taxe Oil et de l'Interest Oil, soit 26,78 % de la production nationale. La valeur totale estimée est de 1 007,01 millions USD, équivalant à environ 608,56 milliards FCFA.

Tableau 79 – Part en nature commercialisée en 2023

Désignation	Part SHT en barils	Total en millions USD	Total en milliards de FCFA
Part en nature commercialisée en 2023	14 719 494	1 007,01	608,56
Part SHT	10 821 803	693,63	419,18
<i>Ventes locales (SRN) de la période non recouvrées</i>	<i>4 000 000</i>	<i>187,40</i>	<i>113,25</i>
<i>Redevance</i>	<i>3 505 111</i>	<i>268,88</i>	<i>162,49</i>
<i>Exportation de la période</i>	<i>3 316 692</i>	<i>237,35</i>	<i>143,44</i>
Part SHT - PCCL	1 995 102	160,75	97,14
<i>Redevance</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Exportation de la période</i>	<i>1 995 102</i>	<i>160,75</i>	<i>97,14</i>
Part SHT - DOBA	1 902 588	152,64	92,24
<i>Redevance</i>	<i>-</i>	<i>-</i>	<i>-</i>
<i>Exportation de la période</i>	<i>1 902 588</i>	<i>152,64</i>	<i>92,24</i>

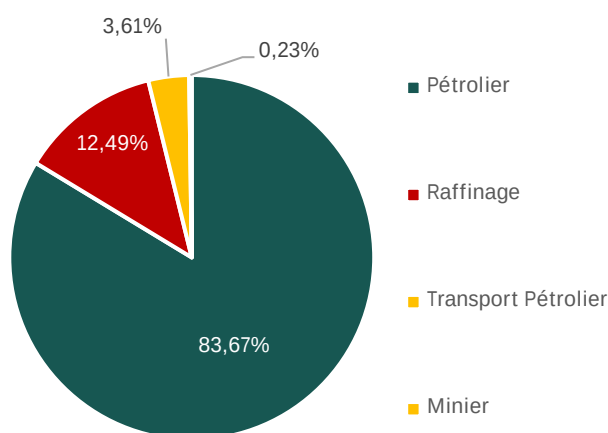
7.2 Paiements globaux du secteur extractif¹²⁹

7.2.1 Paiements par secteur

Les paiements du secteur extractif par secteur se détaillent comme suit :

Tableau 80 Paiements par secteur (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Pétrolier	861 777,52	83,67%	599 772,75	79,96%	262 004,77	43,68%
Raffinage	128 647,18	12,49%	105 170,49	14,02%	23 476,68	22,32%
Transport Pétrolier	37 183,94	3,61%	41 803,90	5,57%	(4 619,96)	-11,05%
Minier	2 354,18	0,23%	3 356,84	0,45%	(1 002,66)	-29,87%
Total Général	1 029 962,82	100%	750 103,99	100%	279 858,83	37,31%



Le détail des paiements par flux, par société et par projet est présenté en annexe 25.

7.2.2 Paiements par société

7.2.2.1 Secteur des hydrocarbures

Les paiements du secteur des hydrocarbures par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 81 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	407 249,90	47,26%	309 180,63	51,55%	98 069,27	31,72%
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	362 424,42	42,06%	195 774,76	32,64%	166 649,66	85,12%
Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)	49 317,28	5,72%	-	0,00%	49 317,28	100,00%
PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	21 878,60	2,54%	22 435,50	3,74%	(556,91)	-2,48%
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	7 422,75	0,86%	1 429,10	0,24%	5 993,65	419,40%
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	6 943,36	0,81%	44 830,49	7,47%	(37 887,13)	-84,51%
Petrochad (Mangara) Limited	4 996,73	0,58%	2 161,55	0,36%	2 835,18	131,16%
CEFCCHAINAN INTERNATIONAL	838,96	0,10%	-	0,00%	838,96	100,00%
SHT	322,29	0,04%	286,89	0,05%	35,41	12,34%
Autres sociétés pétrolières	383,23	0,04%	23 673,84	3,95%	(23 290,61)	-98,38%
Total Général	861 777,52	100%	599 772,75	100%	262 004,77	43,68%

¹²⁹ Paiements budgétaires et non budgétaires y compris les paiements sociaux et environnementaux (hors revenus des ventes des paiements en nature)

7.2.2.2 Secteur minier

Les paiements du secteur minier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 82 Les revenus extractifs du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
CGCOC-GROUP	476,82	20,25%	206,47	6,15%	270,35	130,94%
SOTEC	304,83	12,95%	197,23	5,88%	107,60	54,56%
SNER	328,69	13,96%	155,55	4,63%	173,14	111,30%
CIMAF TCHAD SA	-	0,00%	296,40	8,83%	(296,40)	-100,00%
Autres sociétés	1 243,84	52,84%	2 501,20	74,51%	(1 257,36)	-50,27%
Total Général	2 354,18	100%	3 356,84	100%	(1 002,66)	-29,87%

7.2.2.3 Secteur du transport pétrolier

Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 83 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
TOTCO	36 747,05	98,83%	27 325,53	65,37%	9 421,52	34,48%
COTCO	-	0,00%	14 478,35	34,63%	(14 478,35)	-100,00%
Petrochad Transportation Company Limited	436,90	1,17%	0,01	0,00%	436,88	100,00%
Total Général	37 183,94	100%	41 803,90	100%	(4 619,96)	-11,05%

7.2.2.4 Secteur de la raffinerie

Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 84 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
SRN	128 647,18	345,98%	105 170,49	251,58%	23 476,68	22,32%
Total Général	128 647,18	346%	105 170,49	252%	23 476,68	22,32%

7.2.3 Paiements par flux

7.2.3.1 Secteur des hydrocarbures

Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux se détaillent comme suit :

Tableau 85 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Impôt sur les Sociétés (IS)	797 224,77	92,51%	541 939,57	90,36%	255 285,19	47,11%
Redevance Statistique à l'Exportation (RSE)	29 541,24	3,43%	17 486,00	2,92%	12 055,24	68,94%
IRPP	7 476,95	0,87%	9 512,48	1,59%	(2 035,53)	-21,40%
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	5 756,35	0,67%	6 631,99	1,11%	(875,63)	-13,20%
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	4 778,57	0,55%	5 383,19	0,90%	(604,62)	-11,23%

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Paielement non identifié (payés par PERENCO)	-	0,00%	5 597,96	0,93%	(5 597,96)	-100,00%
Redevance sur la production	5 222,74	0,61%	-	0,00%	5 222,74	100,00%
IS libératoire	1 962,96	0,23%	2 775,78	0,46%	(812,82)	-29,28%
Revenue Sharing Tax (RST)	2 059,73	0,24%	2 573,18	0,43%	(513,46)	-19,95%
Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	2 420,70	0,28%	1 713,17	0,29%	707,53	41,30%
Autres paiements significatifs	1 430,30	0,17%	1 730,90	0,29%	(300,60)	-17,37%
Frais d'audit des coûts	1 450,38	0,17%	-	0,00%	1 450,38	100,00%
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	374,88	0,04%	1 027,40	0,17%	(652,52)	-63,51%
Cotisation patronale CNPS	2 077,95	0,24%	3 401,11	0,57%	(1 323,16)	-38,90%
Total Général	861 777,52	100%	599 772,75	100%	262 004,77	43,68%

7.2.3.2 Secteur minier

Les revenus extractifs du secteur minier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 86 Les revenus extractifs du secteur minier par flux (en millions FCFA)

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Total Général	En %
Taxe sur les granulats	1 039,97	44,18%	639,85	19,06%	400,12	62,53%
Droit fixe	659,35	28,01%	30,50	0,91%	628,85	2061,79%
Taxe d'exportation Or	249,41	10,59%	351,20	10,46%	(101,80)	-28,98%
Taxe Ad valorem	173,98	7,39%	153,24	4,56%	20,74	13,54%
Dividende Participation gratuite mines et carrières	123,91	5,26%	-	0,00%	123,91	100,00%
Recettes provenant des carrières d'intérêt public	76,31	3,24%	-	0,00%	76,31	100,00%
Autres recettes minières	-	0,00%	1 433,45	42,70%	(1 433,45)	-100,00%
Cotisation patronale CNPS	-	0,00%	450,80	13,43%	(450,80)	-100,00%
Autres flux	31,26	1,33%	297,80	8,87%	(266,54)	-89,50%
Total Général	2 354,18	100%	3 356,84	100%	(1 002,66)	-29,87%

7.2.3.3 Secteur du transport pétrolier

Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 87 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Droit de passage / d'accès TOTCO	34 266,46	92,15%	22 673,00	54,24%	11 593,46	51,13%
Dividendes - COTCO	-	0,00%	12 804,25	30,63%	(12 804,25)	-100,00%
Impôt sur les Sociétés (IS)	1 984,95	5,34%	1 940,79	4,64%	44,16	2,28%
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	339,41	0,91%	0,95	0,00%	338,46	100,00%
IRPP	205,26	0,55%	2 163,31	5,17%	(1 958,05)	-90,51%
Dividendes - TOTCO	177,35	0,48%	362,33	0,87%	(184,98)	-51,05%
Paielements sociaux volontaires	93,15	0,25%	-	0,00%	93,15	100,00%
Autres flux	117,37	0,32%	1 859,27	4,45%	(1 741,90)	-93,69%
Total Général	37 183,94	100%	41 803,90	100%	(4 619,96)	-11,05%

7.2.3.4 Secteur de la raffinerie

Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux se détaillent comme suit :

Tableau 88 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Retenue à la source (IRVM)	34 521,04	26,83%	-	0,00%	34 521,04	100,00%
Redevance FER	30 421,11	23,65%	26 445,55	25,15%	3 975,56	15,03%
Redevance ARSAT	18 327,31	14,25%	19 023,39	18,09%	(696,08)	-3,66%
Impôt sur les Sociétés (IS)	17 540,18	13,63%	18 767,11	17,84%	(1 226,93)	-6,54%
Dividendes au titre des participations - SRN	11 266,72	8,76%	-	0,00%	11 266,72	100,00%
Taxe spécial	5 000,00	3,89%	8 066,08	7,67%	(3 066,08)	-38,01%
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	3 094,97	2,41%	-	0,00%	3 094,97	100,00%
Taxe forfaitaire	2 212,36	1,72%	2 957,66	2,81%	(745,29)	-25,20%
IRPP	2 103,61	1,64%	13 082,74	12,44%	(10 979,12)	-83,92%
ONAPE ANAT	843,18	0,66%	-	0,00%	843,18	100,00%
Cotisation patronale CNPS	782,23	0,61%	789,27	0,75%	(7,04)	-0,89%
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	613,94	0,48%	7 293,80	6,94%	(6 679,86)	-91,58%
Autres flux	1 920,52	1,49%	8 744,90	8,31%	(6 824,38)	-78,04%
Total Général	128 647,18	1,00	105 170,49	100%	23 476,68	22,32%

7.2.4 Paiements par entité perceptrice

Le total des paiements par entité perceptrice se détaillent comme suit :

Tableau 89 Le total des paiements des revenus globaux par entités perceptrices (en millions FCFA)

Entités Perceptrices	Année 2023	Année 2022	Variation	En %
Direction Générale des Impôts (DGI)	910 304,80	640 901,98	269 402,82	42,03%
Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)	44 916,41	35 234,72	9 681,68	27,48%
Fonds d'Entretien Routier (FER)	30 421,11	26 445,55	3 975,56	15,03%
Autorité de Régulation du Secteur pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)	18 327,31	19 023,39	(696,08)	-3,66%
Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP)	11 564,61	8 843,22	2 721,39	30,77%
Société Nationale des Hydrocarbures (SHT)	5 400,09	13 166,57	(7 766,49)	-58,99%
Direction Générale Technique de Pétrole (DGTP)	3 871,08	1 846,20	2 024,89	109,68%
Direction Générale Technique des Mines (DGTm)	2 415,18	1 649,25	765,93	46,44%
Office National pour la Promotion de l'Emploi (ONAPE)	843,18	-	843,18	100,00%
Caisse Nationale de Prévoyance Sociale (CNPS)	782,23	2 311,50	(1 529,27)	-66,16%
Paiements sociaux volontaires	503,30	429,94	73,36	17,06%
Paiements environnementaux	323,82	-	323,82	100,00%
Direction Générale des Domaines (DG. Domaines)	238,58	-	238,58	100,00%
Ministère de l'environnement	47,00	-	47,00	100,00%
Caisse Nationale de Retraités du Tchad (C.N.R.T)	4,13	-	4,13	100,00%
Paiements Sociaux obligatoires	-	251,67	(251,67)	-100,00%
	1 029 962,82	750 103,99	279 858,83	37,31%

7.2.5 Paiements par projet

En 2023, les paiements ventilés par projet se sont élevés à 861,45 milliards FCFA, représentant 84 du total des paiements déclarés par le secteur extractif. Cette ventilation constitue une avancée notable, en particulier pour le secteur pétrolier, où 100 % des paiements exigibles ont été désagrégés par projet.

Tableau 90 Revenus globaux de l'Etat par projets

En FCFA

Secteur	Liquidé par projet	Reporté par projets		Total Général	En %
		Oui	Non		
Secteur des Hydrocarbures	Oui	806 733 788 973	-	806 733 788 973	78%
	Non	54 714 264 522	329 463 352	55 043 727 874	5%
Total du secteur des Hydrocarbures		861 448 053 496	329 463 352	861 777 516 848	84%
Secteur de la Raffinerie	Non	-	128 647 175 802	128 647 175 802	12%
Total de la Raffinerie		-	128 647 175 802	128 647 175 802	12%
Secteur du Transport Pétrolier	Oui	-	36 251 405 732	36 251 405 732	4%
	Non	-	932 537 093	932 537 093	0%
Total du Transport Pétrolier		-	37 183 942 825	37 183 942 825	4%
Minier	Oui	-	1 455 154 112	1 455 154 112	0%
	Non	-	899 026 655	899 026 655	0%
Total du secteur minier		-	2 354 180 767	2 354 180 767	0%
Total Général		861 448 053 496	168 514 762 746	1 029 962 816 241	100%
En %		84%	16%		

Le détail des revenus par projet et par flux du revenu global est présenté en annexe 26

Principaux projets contributeurs

- Convention 1999 et CPP 2014 (89,40 %), opéré par CNPC et CLIDEVEN, constitue le premier contributeur.
- Convention 1988 & Convention 2004 (9,02 %), géré par TPS (Ex. EEPIC), représente une part significative des paiements.

Le secteur minier n'a déclaré aucun paiement ventilé par projet.

Le tableau ci-dessous détaille la répartition des paiements par projet :

En FCFA							
Projet	Sociétés	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Secteur des Hydrocarbures		861 448 053 496	100%	576 401 899 816	100%	285 046 153 680	49%
Convention 1999 et CPP 2014	CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	407 249 898 965	47,28%	309 180 627 107	53,61%	98 069 271 858	31,72%
Convention 1999 et CPP 2014	CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	362 424 422 551	42,07%	195 774 758 023	33,95%	166 649 664 528	85,12%
Convention 1988 & Convention 2004	ESSO EXPLORATION	6 943 360 607	0,81%	44 830 489 729	7,77%	(37 887 129 122)	-84,51%
Convention 1988 & Convention 2004	Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)	49 317 277 857	5,72%		0,00%	49 317 277 857	100,00%
Convention 1988 & Convention 2004	PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	21 878 596 606	2,54%	22 435 504 126	3,89%	(556 907 520)	-2,48%
Concession d'Exploitation ORYX	OPIC AFRICA CHAD BRANCH	7 422 747 787	0,86%	1 429 095 731	0,25%	5 993 652 056	419,40%
CPP 2011	Petrochad (Mangara) Limited	4 996 730 504	0,58%	2 161 550 833	0,37%	2 835 179 671	131,16%
Concession d'Exploitation ORYX	CEFCHAINAN INTERNATIONAL	831 793 242	0,10%		0,00%	831 793 242	100,00%
CPP 2018	JIA HE International Petroleum	228 000 000	0,03%	188 174 961	0,03%	39 825 039	21,16%
CPP 2012	United Hydrocarbon chad ltd	155 225 376	0,02%	136 249 560	0,02%	18 975 816	13,93%
CPP 2011 - DOSEO / BOROGOP	GRIFFITHS ENERGY	-	0,00%	249 449 746	0,04%	(249 449 746)	-100,00%
CPP 2015	MEIGE International	-	0,00%	16 000 000		(16 000 000)	-100,00%
Secteur Minier		-	0,00%	314 474 339	0,05%	(314 474 339)	-100,00%
Arrete N° 070/PT/PMT/MMG/DGTM/DGTP/DC/SEC/2022	CIMAF TCHAD SA	-	0,00%	296 395 195	0,05%	(296 395 195)	-100,00%
PERMIS 22	SONACIM	-	0,00%	13 410 000	0,00%	(13 410 000)	-100,00%
ARRETE N° 095 /PCMT/PMT/MMG/DG/DGM/DM/2022	GROUPE GMIA SACA	-	0,00%	4 669 144	0,00%	(4 669 144)	-100,00%
Total Général		861 448 053 496		576 716 374 155		284 731 679 341	49,37%

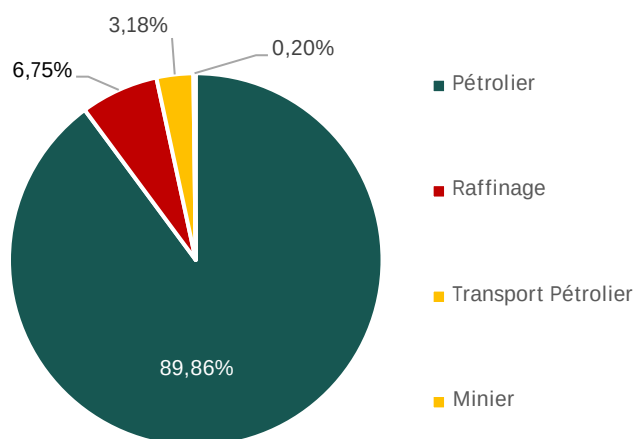
7.3 Revenus budgétaires

7.3.1. Revenus par secteur

Le total des revenus budgétaires par secteur se détaillent comme suit :

Tableau 91 Les revenus budgétaires par secteur (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Pétrolier	1 041 784,54	89,86%	706 913,83	88,66%	334 870,71	47,37%
Raffinage	78 269,22	6,75%	58 912,28	7,39%	19 356,93	32,86%
Transport Pétrolier	36 913,44	3,18%	28 637,32	3,59%	8 276,12	28,90%
Minier	2 354,18	0,20%	2 877,49	0,36%	(523,31)	-18,19%
Total Général	1 159 321,38	100%	797 340,93	100%	361 980,46	45,40%



Le détail des revenus par flux, par société et par projet est présenté en annexe 27

7.3.2. Revenus par société

7.3.2.1. Secteur des hydrocarbures

Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 92 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	406,37	39,01%	307,33	43,47%	99,04	32,23%
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	362,42	34,79%	195,77	27,69%	166,65	85,12%
SHT	190,13	18,25%	110,73	15,66%	79,40	71,71%
Tchad Petroleum Company S.A (TPC S.A)	48,80	4,68%	-	0,00%	48,80	100,00%
PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	21,88	2,10%	22,43	3,17%	(0,55)	-2,47%
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	6,77	0,65%	44,48	6,29%	(37,71)	-84,78%
Petrochad (Mangara) Limited	2,64	0,25%	1,48	0,21%	1,16	78,72%
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	1,89	0,18%	1,27	0,18%	0,62	48,61%
CEFCHAINAN INTERNATIONAL	0,84	0,08%	-	0,00%	0,84	100,00%
Autres sociétés pétrolières	0,04	0,00%	23,42	3,31%	(23,38)	-99,82%
Total Général	1 041,78	100%	706,91	100%	334,87	47,37%

7.3.2.2. Secteur minier

Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 93 Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Autres sociétés	886,99	37,68%	2 046,87	71,13%	(1 159,87)	-56,67%
CGCOC-GROUP	476,82	20,25%	206,47	7,18%	270,35	130,94%
SNER	328,69	13,96%	155,55	5,41%	173,14	111,30%
SOTEC	304,83	12,95%	197,23	6,85%	107,60	54,56%
Groupe GMIA/SOGEM	134,19	5,70%	-	0,00%	134,19	100,00%
S3C	92,40	3,92%	20,82	0,72%	71,58	343,90%
ARAB CONTRACT	88,77	3,77%	-	0,00%	88,77	100,00%
CIMAF TCHAD SA	41,49	1,76%	250,56	8,71%	(209,06)	-83,44%
	2 354,18	100%	2 877,49	100%	(523,31)	-18,19%

7.3.2.3. Secteur du transport pétrolier

Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 94 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétroliers par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
TOTCO	36 476,55	98,82%	26 963,21	94,15%	9 513,34	35,28%
COTCO	-	0,00%	1 674,10	5,85%	(1 674,10)	-100,00%
Petrochad Transportation Company Limited	436,90	1,18%	0,01	0,00%	436,88	100,00%
Total Général	36 913,44	100%	28 637,32	100%	8 276,12	28,90%

7.3.2.4. Secteur de la raffinerie

Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 95 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)

Société	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
SRN	78 269,22	212,03%	58 912,28	205,72%	19 356,93	32,86%
Total Général	78 269,22	212%	58 912,28	206%	19 356,93	32,86%

7.3.3. Revenus par flux

7.3.3.1. Secteur des hydrocarbures

Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux se détaillent comme suit :

Tableau 96 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Impôt sur les Sociétés (IS)	797 224,77	76,52%	541 939,57	76,66%	255 285,19	47,11%
Redevances et Participations pétrolières	189 834,81	18,22%	110 726,91	15,66%	79 107,91	71,44%
Redevance Statistique à l'Exportation (RSE)	29 541,24	2,84%	17 486,00	2,47%	12 055,24	68,94%

Flux	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
IRPP	7 476,95	0,72%	9 512,48	1,35%	(2 035,53)	-21,40%
Taxe sur la Valeur Ajoutée (TVA)	5 756,35	0,55%	6 631,99	0,94%	(875,63)	-13,20%
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	4 778,57	0,46%	5 383,19	0,76%	(604,62)	-11,23%
Revenue Sharing Tax (RST)	2 059,73	0,20%	2 573,18	0,36%	(513,46)	-19,95%
IS libératoire	1 962,96	0,19%	2 775,78	0,39%	(812,82)	-29,28%
Autres paiements significatifs	1 430,30	0,14%	1 730,90	0,24%	(300,60)	-17,37%
Taxe communautaire d'intégration (TCI)	402,78	0,04%	474,33	0,07%	(71,55)	-15,08%
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	374,88	0,04%	1 027,40	0,15%	(652,52)	-63,51%
Droit fixe	343,02	0,03%	-	0,00%	343,02	100,00%
Droit d'Accise (DAC)		0,00%	251,34	0,04%	(251,34)	-100,00%
Autres Flux	598,19	0,06%	6 400,64	0,91%	(5 802,45)	-90,65%
Total Général	1 041 784,54	100%	706 913,71	100%	334 870,83	47,37%

7.3.3.2. Secteur minier

Les revenus budgétaires du secteur minier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 97 Les revenus budgétaires du secteur minier par flux (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	En %	Année 2022	En %	Variation	En %
Taxe sur les granulats	1 039,97	44,18%	639,85	22,24%	400,12	62,53%
Droit fixe	659,35	28,01%	30,50	1,06%	628,85	2061,79%
Taxe d'exportation Or	249,41	10,59%	351,20	12,21%	(101,80)	-28,98%
Taxe Ad valorem	173,98	7,39%	153,24	5,33%	20,74	13,54%
Autres recettes minières	-	0,00%	1 433,45	49,82%	(1 433,45)	-100,00%
Dividende Participation gratuite mines et carrières		0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Recettes provenant des carrières d'intérêt public		0,00%	-	0,00%	-	0,00%
Autres flux	231,48	9,83%	269,24	9,36%	(37,76)	-14,03%
Total Général	2 354,18	100%	2 877,49	100%	(523,31)	-18,19%

7.3.3.3. Secteur du transport pétrolier

Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 98 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	2023 en %	Année 2022	2022 en %	Total Général	En %
Droit de passage /d'accès TOTCO	34 266,46	92,83%	22 673,00	79,17%	11 593,46	51,13%
Impôt sur les Sociétés (IS)	1 984,95	5,38%	1 940,79	6,78%	44,16	2,28%
Droit de de Douane à l'Importation (DDI)	339,41	0,92%	0,95	0,00%	338,46	100,00%
IRPP	205,26	0,56%	2 163,31	7,55%	(1 958,05)	-90,51%
Revenue Sharing Tax (RST)	55,54	0,15%	0,31	0,00%	55,24	100,00%
Autres flux	61,83	0,17%	1 858,96	6,49%	(1 797,13)	-96,67%
Total Général	36 913,44	100%	28 637,32	100%	8 276,12	28,90%

7.3.3.4. Secteur de la raffinerie

Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux se détaillent comme suit :

Tableau 99 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	2023 en %	Année 2022	2022 en %	Total Général	En %
Retenue à la source (IRVM)	34 521,04	44,11%	-	0,00%	34 521,04	100,00%
Impôt sur les Sociétés (IS)	17 540,18	22,41%	18 767,11	31,86%	(1 226,93)	-6,54%
Dividendes au titre des participations - SRN	11 266,72	14,39%	-	0,00%	11 266,72	100,00%
Taxe spécial	5 000,00	6,39%	8 066,08	13,69%	(3 066,08)	-38,01%
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	3 094,97	3,95%	-	0,00%	3 094,97	100,00%
Taxe forfaitaire	2 212,36	2,83%	2 957,66	5,02%	(745,29)	-25,20%
IRPP	2 103,61	2,69%	13 082,74	22,21%	(10 979,12)	-83,92%
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	613,94	0,78%	7 293,80	12,38%	(6 679,86)	-91,58%
Contribution de la patente	440,80	0,56%	2 368,03	4,02%	(1 927,23)	-81,39%
Taxe foncière	440,80	0,56%	-	0,00%	440,80	100,00%
Autres flux	1 034,80	1,32%	6 376,87	10,82%	(5 342,07)	-83,77%
Total Général	78 269,22	100%	58 912,28	100%	19 356,93	32,86%

7.3.4. Revenus par entité perceptrice

Le total des paiements par entité perceptrice se détaillent comme suit :

Tableau 100 Le total des paiements des revenus budgétaires par entités perceptrices (en millions FCFA)

Secteur	Année 2023	Année 2022	Variation	En %
Direction Générale des Impôts (DGI)	910 304,80	640 901,98	269 402,82	42,03%
Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP)	201 399,42	119 570,12	81 829,30	68,44%
Direction Générale des Douanes et des Droits Indirects (DGDDI)	44 916,41	35 234,72	9 681,68	27,48%
Direction Générale Technique des Mines (DGTm)	2 415,18	1 634,10	781,08	47,80%
Direction Générale des Domaines (DG. Domaines)	238,58	-	238,58	100,00%
Ministère de l'environnement	47,00	-	47,00	100,00%
	1 159 321,38	797 340,93	361 980,46	45,40%

8. Constatations et recommandations

8.1 Constatations et recommandations 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 – Exigence minimale de la Norme ITIE 2023

Priorité 2 – Une mesure particulière est requise rapidement - Recommandée par la Norme ITIE 2023

Priorité 3 – Une mesure corrective particulière est souhaitable - Recommandation issue des meilleures pratiques

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
<i>Renforcer la gestion des titres miniers</i>				
Constat				
Dans le cadre de l'assainissement du secteur minier, l'administration a conduit en 2024 un audit approfondi des titres miniers et autorisations, couvrant les procédures d'octroi, de renouvellement et de gestion, ainsi que le respect des obligations légales et financières des titulaires. Cet exercice constitue une avancée significative en matière de gouvernance et de transparence du secteur.				
1	L'audit a permis d'identifier de manière structurée la situation administrative des titres, les principales difficultés liées à l'application des procédures et les besoins de mise à jour du cadastre minier, ainsi que de formuler des recommandations opérationnelles à l'attention des autorités compétentes.	2.2	Ministère en charge des Mines, DGTM ; HCN-ITIE.	2
Impact				
La réalisation de cet audit renforce la compréhension des pratiques en vigueur et offre une base solide pour l'amélioration du cadre de gestion des titres miniers. Toutefois, en l'absence d'un mécanisme formalisé de suivi et de communication sur la mise en œuvre des recommandations issues de l'audit, le plein impact de cette démarche pourrait être limité.				

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
Recommandation / Mesure corrective				
Mettre en place un mécanisme structuré de suivi des actions découlant des recommandations de l'audit des titres miniers, incluant notamment :				
• l'élaboration et la mise en œuvre d'un plan d'actions précisant les mesures à prendre, les responsabilités institutionnelles et les échéances ; • la mise à jour progressive du cadastre minier sur la base des résultats de l'audit ; • le renforcement du suivi des obligations administratives, techniques et financières des titulaires de titres ; • la communication régulière au HCN-ITIE des avancées réalisées, dans le cadre des futurs rapports ITIE.				
Cette approche vise à pérenniser les acquis de l'audit , à renforcer la transparence et à soutenir l'amélioration continue de la gouvernance du secteur minier, conformément à l'Exigence 2.2 de la Norme ITIE.				
<i>Participations de la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)</i>				
Constat				
2	La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT), entreprise publique détenue à 100 % par l'État, détient des participations dans plusieurs sociétés opérant dans les secteurs des hydrocarbures et dans d'autres domaines. Toutefois, l'examen des états financiers 2023 montre que certaines participations déclarées dans le cadre de l'ITIE, notamment SHT DOBA E&P, SHT Doba Pipeline Investment Inc et Petrochad Transportation Company, ne sont pas retracées dans les comptes de la SHT, et que certaines informations sur les niveaux de participation ne sont pas communiquées.	2.6	SHT	1
Impact				

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	La déclaration incomplète des participations de la SHT limite la transparence sur les intérêts de l'État dans le secteur des hydrocarbures, réduit la compréhension du rôle économique de l'entreprise publique. Recommandation / Mesure corrective Assurer la déclaration exhaustive et la comptabilisation systématique de l'ensemble des participations détenues par la SHT, y compris dans les filiales et sociétés associées, et publier des informations complètes et à jour sur les niveaux de participation.			
<i>Suivi et désagrégation des données de production du secteur des hydrocarbures</i>				
Constat				
En 2023, la production nationale de pétrole brut est estimée à 54,96 millions de barils sur la base des données consolidées de la DGTP et de l'OTFiP. Toutefois, la DGTP, la SHT et TPC n'ont pas été en mesure de fournir les données de production du second semestre 2023 désagrégées par champ des champs opérés par TPC. Pour ces TPC/ESSO, les données par champ ne sont disponibles que pour la période janvier-juin 2023, et les volumes du second semestre ont été estimés à partir des données agrégées publiées par l'OTFiP.				
3	Par ailleurs, des écarts significatifs sont observés entre les données de production publiées par le Ministère, l'OTFiP et la SHT, dont certaines explications n'ont pas pu être obtenues dans les délais de finalisation du rapport. Impact L'indisponibilité des données de production par champ pour l'ensemble de l'année limite la conformité à l'exigence 3.2 de la Norme ITIE 2023, qui requiert la divulgation de données de production désagrégées. Cette situation révèle une faiblesse du dispositif de suivi de la production et réduit la fiabilité des informations mises à disposition des parties prenantes. Recommandation / Mesure corrective	3.2	DGTP, SH, TPC	1

N° Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
Mettre en place des mécanismes permettant la collecte et la transmission systématiques des données de production désagrégées par champ pour l'ensemble de l'année fiscale, y compris pour le second semestre, et renforcer les procédures de suivi de la production.			
<i>Divulgarion des compensations sur les ventes de pétrole brut à la SRN</i> Constat Dans le cadre du MoU du 7 janvier 2018, l'État tchadien approvisionne la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) en pétrole brut à un prix administré de 46,85 USD/baril, pour un volume annuel compris entre 3,8 et 4,3 millions de barils, prélevé sur la Redevance en Nature et l'Interest Oil issus du CPP du consortium CNPCIC. Lorsque ce prix est inférieur au prix net à l'exportation, il en résulte une décote économique. Conformément au mécanisme contractuel, 60 % du différentiel sont compensés par CNPCIC/Cliveden et reversés au Trésor, tandis que 40 % restent à la charge de l'État via la SHT. Pour l'exercice 2023, la SHT a transmis les factures trimestrielles et les tableaux de calcul, faisant apparaître des compensations dues à CNPCIC/Cliveden pour un montant total de 41,29 millions USD. Toutefois, aucune preuve d'encaissement effectif des compensations sur le compte BEAC n'a été fournie, et ces montants n'ont pas été déclarés par la DGTCP ni par les entreprises en question dans le cadre de l'ITIE. Impact L'absence de confirmation du recouvrement des compensations limitent la transparence sur l'impact réel de la politique de soutien au raffinage sur les finances publiques. Cette situation affecte la capacité des parties prenantes à apprécier le coût budgétaire réel de l'approvisionnement de la SRN. Recommandation / Mesure corrective Assurer la divulgation complète des mécanismes de compensation et des subventions implicites liées aux ventes de brut à la SRN, y compris la confirmation des encaissements effectifs sur les comptes du Trésor ou de la BEAC, et intégrer ces éléments dans l'information budgétaire et financière publique.			
4	4.1/ 5.1/6.3	Trésor Public, MFB	1

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
<i>Accès et gestion des données de production des champs TPC</i>				
Constat				
En 2023, les données de production et de partage de production désagrégées par champ pour les actifs opérés par TPC (ex-Esso) n'ont pas pu être mises à disposition, notamment pour le second semestre. Cette situation met en évidence une dépendance opérationnelle de l'État et de la SHT aux systèmes d'information détenus et administrés par l'opérateur, sans accès autonome et continu aux données primaires de production. Cette configuration, bien que fréquente dans les phases initiales de développement des secteurs pétroliers, constitue un écart par rapport aux meilleures pratiques internationales, lesquelles prévoient un accès direct ou une capacité de vérification indépendante des données de production par l'autorité publique et/ou la société nationale.				
5	Impact	4.2/3.2	SHT, Ministère des Hydrocarbures.	1
L'absence d'un accès autonome de l'État aux données primaires de production pour les champs opérés par TPC génère plusieurs risques structurels, notamment : • un risque de gouvernance, lié à la capacité limitée de l'État à exercer pleinement ses fonctions de contrôle et de supervision ; • un risque fiscal et budgétaire, en raison de la dépendance aux données déclaratives pour la détermination des volumes et revenus revenant au secteur public ;				
Recommandation / Mesure corrective				
Aligner progressivement le dispositif national de suivi de la production pétrolière sur les meilleures pratiques internationales, en mettant en place des mécanismes garantissant à l'État et à la SHT un accès autonome, sécurisé et continu aux données de production.				

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
À cet effet, il est recommandé de : - formaliser des exigences contractuelles et réglementaires relatives à l'accès de l'État aux systèmes de données de production ; - renforcer les capacités techniques et institutionnelles des administrations compétentes et de la SHT ; - envisager, à moyen terme, des solutions d'interconnexion ou de duplication des systèmes de mesure et de suivi de la production.				
6	<i>Exhaustivité des revenus en nature dans le secteur minier</i> Constat La législation minière ne prévoit pas, de manière générale, de mécanisme structuré de perception de revenus miniers en nature par l'État. Nous comprenons toutefois que la SONEMIC peut percevoir des revenus en nature dans le cadre de l'exploitation artisanale de l'or, notamment à titre de modalité de facilitation du recouvrement des taxes auprès des exploitants artisanaux. Conformément à l'arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021. Aucune information quantitative n'a été communiquée sur les volumes collectés, les modalités de commercialisation ni la traçabilité budgétaire de ces recettes, ce qui n'a pas permis leur vérification ni leur consolidation dans le présent rapport. Impact L'absence de données sur les revenus en nature perçus par la SONEMIC limite la transparence sur la contribution du secteur minier artisanal aux revenus de l'État. Recommandation / Mesure corrective Mettre en place un dispositif de suivi et de déclaration des revenus en nature issus de l'exploitation artisanale, incluant les volumes collectés, les modalités de commercialisation et leur intégration dans le budget de l'État.	4.2/2.6	SONEMIC, Ministère en charge des mines; MFB.	1

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
7	<i>Divulgarion et gestion des Taxes issue de l'exploitation minière artisanale.</i> Constat Conformément à l'arrêté n°042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021, la SONEMIC assure la collecte de ces taxes, déposées sur un compte de répartition et ventilées à hauteur de 90 % au Trésor public et 10 % à la SONEMIC. Toutefois, en 2023, la SONEMIC n'a déclaré aucune donnée relative à ces recettes dans sa déclaration ITIE. Les états financiers font état de 440,2 millions FCFA de recettes de taxe d'orpaillage encaissées, dont 396,16 millions FCFA comptabilisées comme dettes envers l'État. Par ailleurs, l'audit couvrant la période 2020–2023 relève une utilisation non conforme de 438,98 millions FCFA, affectés à la construction du siège de la SONEMIC sans autorisation préalable, en contradiction avec l'affectation prévue par l'article 313 du Code minier. Impact L'absence de déclaration ITIE, le défaut de transfert effectif de la quote-part de l'État et l'utilisation non conforme des ressources affectées à la SONEMIC limitent la transparence et la traçabilité des recettes issues de l'orpaillage et du granulat. Recommandation / Mesure corrective Assurer la déclaration complète par la SONEMIC des taxes collectées sur l'orpaillage et le granulat, le transfert effectif et régulier de la quote-part de l'État au Trésor public, et le respect strict de l'affectation réglementaire des ressources prévues par le Code minier, avec un renforcement des contrôles et du suivi.	4.1/2.6/ 5.1	SONEMIC, Trésor Public, Ministère en charge des Mines.	1

N° Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
<i>Divulgateion des données sur l'acquisition des intérêts de PETRONAS</i> Constat En 2023, la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) a finalisé l'acquisition de 35 % des intérêts détenus par PETRONAS dans les actifs pétroliers opérés par TPC, pour un prix total estimé à 266 millions USD, avec des paiements partiels effectués en 2023 et 2024. Toutefois, les données complémentaires relatives aux modalités contractuelles et financières du règlement global de cette acquisition n'ont pas pu être obtenues. En particulier, il n'a pas été possible de déterminer de manière concluante : • l'existence ou non d'un mécanisme formel d'adossement du règlement à des cargaisons de pétrole brut ; • les modalités exactes d'affectation des recettes issues de la commercialisation du brut au paiement du prix d'acquisition ; • ni le traitement budgétaire et comptable détaillé de cette opération. En conséquence, l'opération est présentée à titre informatif au regard des dispositions de la Norme ITIE 2023 relatives aux accords adossés aux ressources naturelles, sans pouvoir être qualifiée de manière définitive. Impact L'indisponibilité des informations complètes relatives aux modalités de règlement limite l'évaluation de cette opération au regard des exigences de transparence prévues par l'article 4.3 de la Norme ITIE 2023. Cette situation ne permet pas d'apprécier de manière exhaustive : • la nature exacte du mécanisme de financement de l'acquisition ; • ni ses implications budgétaires et comptables pour l'État.	4.3	SHT, MFB, Ministère des Hydrocarbures	1

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Recommandation / Mesure corrective Afin de renforcer la transparence et la conformité aux exigences de la Norme ITIE 2023, il est recommandé de : - documenter et publier les modalités contractuelles et financières complètes de l'acquisition des intérêts de PETRONAS ; - préciser, le cas échéant, l'existence d'un mécanisme d'adossement à des ressources naturelles, y compris les volumes et valeurs de brut concernés ; - clarifier le traitement budgétaire et comptable de l'opération, en coordination entre la SHT, le Ministère des Finances et du Budget et le Ministère en charge des Hydrocarbures.			
	<i>Renforcer la transparence, la traçabilité et la redevabilité dans la gestion des revenus pétroliers.</i> Constat La Loi de finances 2022 a instauré un nouveau cadre de gestion des revenus pétroliers, définissant leur classification, leurs modalités de dépôt et leur affectation au budget de l'État selon des clés de répartition précises. Toutefois, pour l'exercice 2023, les lois de finances et rapports d'exécution budgétaire publiés ne permettent pas d'identifier de manière exhaustive les revenus pétroliers perçus ni de vérifier leur affectation effective conformément aux dispositions de cette loi.			
9	Impact Cette situation limite la traçabilité des revenus pétroliers et la capacité des parties prenantes à apprécier leur contribution effective au financement des secteurs prioritaires et des provinces productrices, ce qui affecte la transparence budgétaire et la conformité aux exigences 4.1 et 5.1 de la Norme ITIE 2023. Recommandation / Mesure corrective Rendre effectives les dispositions de la Loi de finances 2022 relatives à la constatation, à l'enregistrement et à l'affectation des revenus pétroliers, et publier, dans les lois de finances et les	4.1/4.5	Ministère des Finances et du Budget, Trésor public ; ITIE Tchad	2

N° Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
rapports d'exécution budgétaire, des tableaux détaillés retraçant ces revenus et leur affectation conformément aux clés prévues.			
<i>Production de gaz associé, torchage et émissions de GES</i> onstat En 2023, la production de gaz naturel au Tchad est exclusivement constituée de gaz associé issu de la production pétrolière. Les données consolidées indiquent un torchage quasi intégral de ce gaz, pour un volume total d'environ 222,7 millions de m³, en raison de l'absence d'infrastructures de récupération et de valorisation. Les volumes de gaz torchés en 2023 représenteraient, s'ils étaient valorisés, l'équivalent d'environ 45-60 % de la production annuelle d'électricité du pays. Impact Le niveau élevé de torchage du gaz associé constitue la principale source d'émissions de gaz à effet de serre du secteur des hydrocarbures et limite la contribution potentielle de ce secteur à l'approvisionnement énergétique national. Cette situation est de nature à impacter l'alignement du secteur avec les objectifs climatiques et énergétiques nationaux. Recommandation / Mesure corrective Mettre en œuvre des mesures opérationnelles visant la réduction progressive du torchage du gaz associé, notamment par le développement d'infrastructures de collecte, de traitement et de valorisation du gaz (production d'électricité, usages industriels ou domestiques), et intégrer explicitement la réduction des émissions de gaz à effet de serre du secteur des hydrocarbures dans les politiques nationales de l'énergie, du climat et de la transition énergétique.	6.5/7.1	Ministère des Hydrocarbures ; Ministère de L'Énergie ; Ministère de L'Environnement ; Opérateurs pétroliers.	3

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
Impacts environnementaux et sociaux de l'exploitation minière artisanale (EMAPE)				
Constat				
Selon le Diagnostic sectoriel de la Banque mondiale (2023), l'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE) représente plus de 90 % de l'activité minière au Tchad et mobilise entre 30 000 et 60 000 travailleurs, principalement dans les régions du Mayo Kebbi Ouest, Mandoul, Sila, Guéra et autour de N'Djamena pour les carrières. Plus de 95 % des sites ne sont pas enregistrés, entraînant des impacts environnementaux et sociaux significatifs. Les constats documentés font état d'une dégradation avancée des sols, d'une pollution des eaux liée aux rejets de lavage et à l'usage croissant de produits chimiques, d'une pression accrue sur les écosystèmes, ainsi que de conditions de travail précaires, incluant l'absence d'équipements de protection, des accidents fréquents et la présence de femmes et d'enfants dans la chaîne de valeur.				
11	Par ailleurs, les données miroirs issus de la base UN-Comtrade indiquent l'importation de 17,7 tonnes d'or tchadien, pour une valeur totale de 1,107 milliard USD contre des exportations officielles de 2,66 tonnes. Ce volume représente une hausse d'environ 18 % par rapport à 2022. Un phénomène qui devrait s'amplifier en raison de la hausse du cours de l'or sur les marchés internationaux.	6.4	Ministère en charge des Mines ; Ministère de l'Environnement ; SONEMIC ; autorités locales ; HCN-ITIE	2
Impact				
L'ampleur de l'informalité et l'insuffisance des mécanismes de suivi et de contrôle accentuent les risques environnementaux, sociaux et sanitaires, affectent la cohésion sociale dans les zones d'exploitation et compromettent la préservation des écosystèmes. Cette situation limite la transparence sur les impacts du secteur extractif et la capacité des parties prenantes à engager un débat public éclairé l'impact de cette activité.				
Recommandation / Mesure corrective				
Renforcer l'encadrement de l'EMAPE par la formalisation progressive des sites, l'amélioration du suivi environnemental et social, la mise en œuvre de mesures de protection des travailleurs (y compris la				

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	lutte contre le travail des enfants) et l'intégration systématique des enjeux de l'EMAPE dans le débat public ITIE. <i>Clarification du statut juridique, des relations financières et de la publication des états financiers de SHT PCCL et SHT DOBA</i> Constat L'examen des informations relatives à SHT PCCL et SHT DOBA révèle un manque de clarté persistant concernant : - leur statut juridique effectif et leur rattachement institutionnel à la SHT et à l'État ; - le traitement comptable de ces participations dans les états financiers de la SHT ; - la nature et le circuit des relations financières entre ces entités, la SHT et le Trésor public, notamment pour les flux liés à la commercialisation du brut et au service de la dette. - ainsi que la non-publication d'états financiers propres, limitant la visibilité sur leur situation financière et leurs flux.			
12	Impact Ce flou institutionnel et financier : - entrave la traçabilité des flux pétroliers et financiers associés aux participations publiques; - limite la capacité à identifier clairement le bénéficiaire final des revenus pétroliers ; - complique l'évaluation de la gouvernance des participations de l'État ; Recommandation Il est recommandé que : - la SHT et les autorités compétentes clarifient et documentent formellement le statut juridique, le rattachement institutionnel et le rôle financier de SHT PCCL et SHT DOBA; - les relations financières entre ces entités, la SHT et le Trésor public soient décrites de manière explicite, y compris les mécanismes de gestion des comptes séquestres, d'affectation des recettes et de transfert du solde net ;	2.6/4.5	SHT, Ministère des Hydrocarbures	1

N° Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
• ces éléments fassent l'objet d'une divulgation publique systématique dans les rapports financiers et les rapports ITIE ; • publie des états financiers propres et régulièrement mis à jour pour ces entités, ou précise leur intégration dans les comptes de la SHT le cas échéant ;			
<i>Clarification de la gestion du compte séquestre et de l'intégration budgétaire des recettes pétrolières</i>			
Constat Les recettes issues des ventes de pétrole brut à l'exportation sont versées sur un compte séquestre ouvert auprès de la Citibank, à partir duquel sont prioritairement réglés les coûts de transport, les cash calls pétroliers ainsi que le service de la dette liée aux accords avec Glencore. En l'absence de relevés bancaires détaillés de ce compte, il n'a pas été possible de vérifier de manière indépendante les encaissements et décaissements effectués ni de réconcilier certains flux, notamment ceux relatifs aux cash calls et au service de la dette. 13 Par ailleurs, seules les sommes effectivement rapatriées vers le compte unique du Trésor sont comptabilisées comme recettes budgétaires. La comparaison entre les revenus nets générés et les montants rapatriés fait apparaître des écarts d'un exercice à l'autre, dont l'explication détaillée n'a pas pu être documentée. Impact Ces éléments limitent la visibilité sur les flux transitant par le compte séquestre, compliquent la traçabilité complète des recettes pétrolières, et rendent plus complexe l'analyse de la cohérence entre les revenus générés et les recettes budgétaires constatées. Recommandation	5.1/5.3	DGTCP, MFB, HCN-ITIE	1

N°	Recommandations du rapport 2023	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	Il est recommandé de documenter et divulguer de manière plus détaillée le fonctionnement du compte séquestre, de faciliter l'accès aux relevés périodiques, et d'explicitier les écarts entre revenus nets et rapatriements budgétaires dans les rapports financiers et ITIE.			

8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs

N	Titre	Recommandations	Implémentation
1	Lutte contre la corruption et gouvernance dans le secteur extractif	- Réaliser une étude de cartographie des risques de corruption - Mener une évaluation de la gouvernance des entreprises publiques extractives, notamment la SHT et SONEMIC, axée sur la transparence, les contrôles internes et la reddition de comptes ; - Mettre en place un mécanisme de suivi au sein du GMP pour documenter et analyser les cas publics de corruption dans le secteur extractif, et recommander des actions correctives.	En cours (Réforme lancée avec les Lois n°20/CNT/2024 relative à la gouvernance des sociétés à participation publique et la Loi n° n°17/CNT/2024 portant Code de bonne gouvernance des entreprises publiques)
2	Evaluation de la procédure d'octroi ou de transfert	Documenter explicitement le recours à la lettre d'affirmation comme méthode de vérification, en précisant les modalités d'élaboration et les sources utilisées par les directions techniques ; Mettre en place une méthodologie d'évaluation annuelle, en ciblant un échantillon représentatif de cas à analyser selon des critères objectifs (type de titre, procédure, opérateur, valeur stratégique...) ; - Inclure les résultats de cette évaluation dans les prochains rapports ITIE, en signalant les éventuelles divergences et les mesures proposées	Oui (Audit réalisé en 2024 sur les titres miniers)
3	Absence d'information sur les consultations communautaires liées à l'octroi de titres	Sensibiliser les entreprises et le MEPDD sur l'importance des divulgations dans le cadre de l'ITIE - Documenter de manière synthétique les consultations organisées : lieu, date, nombre de participants (avec répartition par genre), observations majeures exprimées, réponses apportées. - Publier annuellement une synthèse consolidée des consultations menées dans les secteurs pétrolier et minier, dans un format accessible au public. - Mettre en place un processus permettant la divulgation systématique des résultats des EIES et des consultations soient systématiquement communiqués par le MEPDD	Non
4	Fiabilité et exhaustivité des données sur le registre des licences	Procéder à une revue complète et technique des cadastres minier et pétrolier, visant à corriger les incohérences (titres expirés, durées erronées, doublons, champs manquants, écarts avec les actes officiels).	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		2. Compléter systématiquement les champs obligatoires dans les registres (date de demande, octroi, fin de validité, coordonnées géographiques, type de titre, référence de l'acte). 3. Aligner les cadastres publiés avec les données officielles détenues par les directions techniques (DGTM/DGTP), en assurant la concordance pour tous les titres actifs. Publier les registres officiels directement sur les sites institutionnels de la DGTM et de la DGTP, avec indication claire de la date de mise à jour. 4. Activer le portail public EMC+, en assurant sa compatibilité avec les exigences de la Norme ITIE, et l'interconnexion avec les autres bases pertinentes (registre des bénéficiaires effectifs, cadastre fiscal)	
5	Divulgence des données sur la propriété effective	1. Étendre la demande de divulgation à toutes les entreprises détenant ou demandant une licence ou un contrat, y compris les sociétés minières et les contractants non-opérateurs ; 2. Solliciter systématiquement les bénéficiaires effectifs dès la soumission d'une demande de titre, même en l'absence de cadre juridique formel, sur la base des bonnes pratiques provisoires déjà définies par le HCN ; 3. Mettre en place un système de traitement différencié des entreprises à risque, en définissant des critères objectifs (PPE, juridiction, opacité structurelle) ; 4. Extraire et publier les données de propriété juridique du RCCM, au moins pour les entreprises extractives couvertes par le rapport, sur le site ITIE-Tchad ; 5. Accélérer l'adoption du projet de loi sur la propriété effective, en y intégrant les obligations de déclaration, le traitement des PPE et les modalités de vérification	Non
6	Cession des participations dans PCM de Glencore à Perenco	1. Publier l'arrêté ministériel d'approbation du transfert de participations, en application de l'article 21 du Code pétrolier, afin de garantir une transparence complète du processus. 2. Clarifier l'articulation entre le cadre contractuel et légal, en identifiant la base juridique effectivement retenue (prélèvement contractuel de 25 % ou taxe légale de 1 %) et en évaluant la cohérence du traitement appliqué au regard des objectifs de transparence, d'équité et de mobilisation des recettes publiques. 3. Envisager une harmonisation du cadre juridique et contractuel, afin d'assurer une application cohérente des règles fiscales et de mieux garantir les recettes publiques liées aux mutations directes et indirectes d'intérêts pétroliers.	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
7	Amélioration de la transparence et de la méthode de valorisation de la production pétrolière	1. Renforcer la coordination entre la SHT, la DGTP et l'OTFiP afin d'assurer la cohérence des volumes publiés, notamment via une validation conjointe annuelle des données de production. 2. Utiliser dans les rapports ITIE le "Prix du Marché Départ Champ" contractuel, conformément aux articles 39.1 et 39.2 des contrats pétroliers, pour valoriser les volumes de production. 3. Demander aux entités concernées (SHT, DGTP) de communiquer systématiquement les prix contractuels appliqués chaque trimestre.	Non
8	Production minière : Absence de désagrégation par société et de valorisation des carrières	1. Assurer la collecte et la publication des données de production désagrégées par société dans les rapports ITIE à venir ; 2. Valoriser les volumes extraits des carrières, sur la base de références de marché locales ou régionales.	Non
9	Exportations minières : Absence de désagrégation par transaction et de méthode de valorisation	1. Obtenir des données d'exportation désagrégées par transaction auprès de la DGDDI ou des postes de contrôle ; 2. Documenter les méthodes de valorisation utilisées par les services douaniers ou miniers pour les quittances d'exportation ; 3. Analyser et expliquer les écarts avec les données miroir, en collaboration avec les institutions concernées.	Non
10	Traçabilité des paiements en nature et vérification des coûts déduits	• Exiger des opérateurs pétroliers une déclaration complète des paiements en nature, en vue de permettre leur rapprochement avec les données de la SHT ; • Mettre en place un dispositif de suivi régulier des écarts entre les parts de brut allouées à l'État et les volumes effectivement enlevés, en assurant une documentation systématique des éléments justificatifs ; • Faciliter l'accès aux relevés bancaires du compte séquestre pour les prochains rapports ITIE, afin de permettre une vérification indépendante des déductions ; • Documenter systématiquement les mouvements bancaires opérés sur le compte du Trésor liés aux recettes pétrolières, en particulier ceux non attribués, pour assurer la traçabilité intégrale ; • Renforcer l'implication de la DGTC dans le processus de déclaration ITIE en l'accompagnant pour produire une déclaration consolidée, au-delà de la simple transmission de relevés.	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
11	Dette Glencore : Absence de divulgation complète du nouvel accord et incohérences dans les données	- Il est recommandé de publier les termes détaillés du nouvel accord signé avec Glencore, y compris les échéanciers, taux d'intérêt, mécanismes de cash sweep, et éventuels ajustements automatiques ; - Les institutions concernées (SHT, DGTCP, OTFiP) devraient s'accorder sur une présentation harmonisée des données de remboursement, en documentant les écarts et en consolidant les sources ; Le HCN-ITIE pourrait encourager l'introduction d'un dispositif de suivi contractuel spécifique aux préfinancements pétroliers et leurs impacts sur les finances publiques, permettant une mise à jour continue des données pertinentes dans les rapports ITIE.	Non
12	Absence de désagrégation des données	Il est recommandé à la DGTM et à la DGTCP de soumettre systématiquement les données de paiements miniers, désagrégées par entreprise et par projet, conformément aux définitions convenues par le HCN-ITIE ; Une coordination interinstitutionnelle renforcée est suggérée pour améliorer la transmission et la qualité des données	Non
13	Participations de l'État : Manque de traçabilité et documentation incomplète	- Clarifier le statut juridique et comptable de SHT PCCL, notamment en ce qui concerne sa gouvernance et son rattachement à l'État ou à la SHT ; - Mettre à jour et valider un état consolidé des participations publiques, en intégrant les participations détenues directement, par la SHT ou par ses filiales ; - Demander à la DGTCP de communiquer les revenus perçus au titre des participations de l'État (dividendes, cessions), en conformité avec l'exigence 2.6 de la Norme ITIE ;	En cours
14	Absence de suivi des dépenses sociales obligatoires dans le secteur minier	- Mettre en place, au niveau de la DGTM, un système de suivi formalisé des plans de développement communautaire prévus par les conventions minières. - Publier régulièrement les engagements sociaux contractuels et les dépenses associées, y compris les montants, bénéficiaires et modalités d'exécution ; - Documenter dans les rapports ITIE les dépenses sociales volontaires significatives, avec un effort particulier sur la qualité des informations fournies (nature, montant, destinataires).	Non
15	Données incomplètes sur l'emploi extractif formel	Renforcer la collaboration entre le HCN-ITIE, l'INSEED et les administrations sectorielles pour assurer une couverture complète du secteur formel, y compris minier ; et	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		Renforcer les obligations de déclaration ITIE auprès de toutes les entreprises extractives.	
16	Faible accessibilité aux documents environnementaux	- Élaborer un portail public de publication des documents environnementaux exigés par la loi (EIE, audits, suivis, agréments, permis); - Renforcer les obligations réglementaires en matière de divulgation proactive dans les textes d'application ; - Intégrer à la plateforme ITIE-Tchad un registre public environnemental des projets extractifs, en coordination avec le ministère de l'Environnement.	Non
Recommandations du rapport 2021			
1	Divulgation des données sur les octrois et les transferts des licences dans le secteur pétrolier	Demander à la DGTP de fournir une réponse détaillée concernant les octrois et transferts qui ont eu lieu en 2021.	Non
2	Fiabilité et exhaustivité des données sur les registres des licences	Mettre à jour les registres des titres et autorisations dans les deux secteurs et de divulguer les données manquantes conformément aux exigences de la Norme ITIE.	En cours
3	Divulgation des données sur la propriété effective	Accélérer la validation du projet de loi sur la propriété effective. Envisager la révision du seuil de divulgation à 10% et prévoir une divulgation complète pour les personnes politiquement exposées (PPE), indépendamment de leur niveau de propriété. Envisager l'extraction des données sur la propriété juridique des sociétés extractives du RCCM pour leur publication sur le site de l'ITIE-Tchad.	Non
4	Renforcer les politiques anticorruptions au niveau des sociétés d'Etat	Mise en œuvre un système de gestion anticorruption dans les sociétés d'Etat. Envisager d'inclure l'examen de l'affaire SHT dans l'ordre de jour afin d'émettre des recommandations visant à évaluer et prévenir les risques de corruption dans cette société.	En cours (Loi n°20/CNT/2024 relative à la gouvernance des sociétés à participation publique et la Loi n° n°17/CNT/2024 portant Code de bonne gouvernance des entreprises publiques)
5	Divulgation des données sur les entreprises d'Etat	Divulgation complète des règles statutaires ainsi que du détail des transactions financières avec l'État.	Oui

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		Mettre en place des mécanismes de suivi et de rapportage plus robustes, et de s'assurer que les entreprises d'État comprennent et respectent leurs obligations de divulgation selon les normes ITIE.	
6	Divulgation des données sur les participations de l'Etat	Fournir des informations complètes, détaillées et transparentes sur les changements de participation de l'État, en incluant les conditions précises de participation au capital. Harmoniser les données avec d'autres sources pour assurer la cohérence des informations divulguées.	En cours
7	Divulgation des états financiers des sociétés d'Etat	Divulguent publiquement les états financiers audités des entreprises d'Etat . Clarifier et éliminer les obstacles à cette divulgation pour assurer la conformité avec les normes ITIE et renforcer la transparence du secteur.	Non
8	Divulgation des participations dans le secteur minier	Publier les détails des participations de l'État dans les sociétés minières, y compris leur niveau de responsabilité dans le financement des différentes phases du projet.	En cours (Audit réalisé en 2024)
9	Fiabilité des données de production et d'exportation pétrolière	Mettre en place des mécanismes de suivi et de contrôle plus rigoureux pour garantir la précision des données et de documenter les écarts relevés.	Non
10	Exhaustivité et fiabilité des données de production et d'exportation minière	Améliorer les processus de collecte, de vérification et de divulgation des données de production et d'exportation Mise en place de mécanismes de suivi plus rigoureux, la formation des parties prenantes sur les exigences de reporting, et la mise en œuvre de contrôles croisés réguliers avec les déclarations d'importation des pays partenaires commerciaux. Développer une collaboration plus étroite entre la DGTM, la Douane et d'autres entités pertinentes pour assurer la cohérence et l'exactitude des données rapportées.	Non
11	Divulgation des émissions de gaz à effet de serre	Etablir un système de reporting détaillé pour les émissions de GES, en se concentrant sur les sources principales telles que le torchage de gaz, la production de combustibles fossiles, et de ciment Revoir et renforcer la Loi N°006/PR/2007 pour minimiser le torchage de gaz et encourager l'utilisation alternative du gaz naturel non utilisé.	Non
12	Exhaustivité et fiabilité des divulgations des revenus en nature	Envisager des mesures pour obtenir des informations complètes et précises de la part de la SHT, notamment en clarifiant les écarts dans les volumes et en fournissant des détails sur chaque type de revenu en nature. Améliorer la qualité et la précision des données pour garantir une transparence totale des revenus en nature.	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
13	Divulgence de données dégagées	Reporter des informations détaillées sur les volumes transportés, les tarifs unitaires et les droits reversés à l'État. Divulguer les revenus provenant du droit de transit par société et par projet. Divulguer les revenus pétroliers et miniers par société et par projet.	En cours
14	Divulgence des transferts infranationaux dans le secteur minier	Etablir un mécanisme de divulgation des recettes minières détaillées par permis/autorisation et région.	Non
15	Divulgence des dépenses sociales dans le secteur minier	Divulguer le détail des dépenses sociales ainsi que des plans de développement communautaire associés.	Non
16	Divulgence des dépenses quasi budgétaires	Vérifier les dépenses quasi budgétaires reportées par la SHT, la SONACIM et la SONAMIG et confirmer la qualification de ces dépenses et des calculs et estimations effectuées. Fournir des clarifications supplémentaires pour garantir la précision et la qualité des données reportées.	Oui (dans le cadre du rapport ITIE 2023)
17	Revue du périmètre des rapports ITIE	Elargir le périmètre de rapportage afin d'inclure les paiements perçus au titre des accords transactionnels à la suite des audits des contrats pétroliers, des frais d'audit et de la taxe sur l'exportation de l'Or. Envisager l'élargissement du périmètre de rapportage pour inclure la déclaration des achats de parts de production de l'État, les transactions au titre de l'accord de SWAP, ainsi que les créances et dettes croisées avec l'État.	OUI
Recommandations du rapport 2020			
1	Transparence des revenus en nature	Améliorer la transparence de la gestion du compte séquestre Citibank	Non
2	Révision de périmètre des entités déclarantes	Inclusion du ministère de l'environnement dans le périmètre ITIE	Non
3	Exhaustivité des données sur les accords de troc	Divulgence des données sur l'accord SWAP conclut entre l'Etat et la SRN	Non
4	Transparence des participations de l'Etat	Améliorer la transparence dans la gestion de la participation SHT PCCL	Non
5	Contribution du secteur artisanal	Cadrage et prise en compte de l'EMAPE dans l'ITIE	Non
6	Divulgence des contrats	Exhaustivité des contrats miniers publiés	Non
7	Transparence des participations de l'Etat	Transparence de la participation de l'Etat dans Pétochard transportation Company Ltd	Non
8	Assurance des données	Renforcement des capacités de la Chambre des Comptes	Non
9	Transparence des transactions des sociétés d'Etat	Divulgence des dépenses quasi budgétaires des sociétés d'Etat	Non
10	Impact de l'ITIE	Participation active dans la réforme du Code des Hydrocarbures	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
11	Transparence dans la gestion des recettes	Clarifier les écarts sur le service de la dette Glencore	Non
Recommandations du rapport 2019			
1	Publication des contrats miniers	S'assurer de la publication exhaustive des conventions minières valides.	Non
2	Publication des documents financiers des Entreprises d'Etat	Publication des états financiers et des rapports d'audit des sociétés d'Etat sur le site web de l'ITIE-Tchad	Non
3	Octroi des permis	- Produire une note explicative de la sélection de la procédure de gré à gré pour l'octroi du contrat à la société EWAH INVESTORS LIMITED - Produire une note explicative de la sélection de la procédure « premier venu, premier servi » pour les octrois des titres miniers ; - Produire une lettre d'affirmation sur l'absence d'opérations de transfert au cours de 2019 Produire une lettre d'affirmation sur l'absence de déviations par rapport à la réglementation en vigueur concernant les octrois et les transferts de la période.	En cours
4	Evaluation des procédures d'octroi et de transfert dans le secteur des hydrocarbures	Réaliser une étude pour la revue des procédures des octrois et des transferts visant à : - Évaluer la conformité des octrois et des transferts réalisés ; - Faire un benchmark avec les meilleures pratiques et les standards internationaux ; et Proposer les améliorations dans les procédures d'octroi et de transfert dans le cadre la réforme en cours du cadre légal du secteur des hydrocarbures.	Non
5	Données sur la production	Divulguer la valeur de la production pour toutes les substances minières et de carrière	Non
6	Divulgence des données sur les coûts pétroliers et les sous-traitants dans le périmètre du rapport ITIE	Elaborer une étude de faisabilité sur l'inclusion des sous-traitants et la divulgation des coûts pétroliers dans les prochains rapports ITIE. Les objectifs poursuivis par cette sont : - La divulgation de données sur la contribution indirecte du secteur notamment à l'emploi et aux revenus de l'Etat ; - Une meilleure transparence sur les coûts pétroliers ; - Une meilleure transparence sur l'application des dispositions en matière de contenu local ; et - Une meilleure transparence sur les impacts sociaux et environnementaux du secteur	Non
7	Exhaustivité des données sur les participations de l'Etat	Divulgence d'une situation exhaustive des participations de l'Etat dans les contrats pétroliers ainsi que dans le capital des sociétés minières incluant les conditions rattachées à ces participations.	En cours
8	Divulgence des données sur la propriété réelle	- Inviter toutes les sociétés pétrolières et minières, y compris celles qui font une demande d'un permis ou d'un contrat pétrolier ou minier, à soumettre une déclaration sur la propriété réelle ;	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		- D'organiser un atelier de sensibilisation et de formation sur le formulaire de déclaration pour les entités déclarantes ; et -D'accélérer la mise en place d'un cadre légal pour la mise en place d'un registre sur la propriété réelle.	
9	Exhaustivité des déclarations ITIE de la SHT	Produire une lettre explicative pour clarifier la nature de ces opérations et d'évaluer leurs impacts sur exigences 2.6, 4.2 et 4.5 de la Norme ITIE.	Non
10	Effectivité des transferts infranationaux	- Clarifier les déviations constatées par rapport aux dispositions de la Loi N°002/PR/2014 - Clarifier le cadre de contrôle des revenus affectées aux collectivités locales ; et - Accélérer la publication du décret portant modalités d'application de l'article 315 du Code Minier.	Non
11	Intégration des données	Elaborer une étude en vue de : - Évaluer le fonctionnement de la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif - Évaluer des processus de liquidation et de recouvrement du secteur extractif ; - Identifier risques de contrôle dans le processus actuel de collecte et de divulgation des données ; - Analyser les systèmes en place ou en cours d'implémentation et leur capacité à répondre aux besoins et exigences de l'ITIE ; et -Identifier les actions permettant de mettre en place à terme un système de divulgation systématique de données exhaustives et fiables sur le secteur extractif.	Non
12	Transition énergétique	Prise en compte de la transition énergétique dans le débat public	Non
Recommandations du rapport 2018			
1	Absence de publication du rapport d'avancement	Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes afin de préparer et de publier le rapport d'avancement pour l'année 2018 afin d'évaluer l'impact de l'ITIE au cours de cette année. Ce rapport annuel devrait contenir : 1- Un résumé des activités entreprises dans le cadre de l'ITIE durant l'année écoulée et une description des résultats de ces activités ; 2- Une évaluation des progrès réalisés pour chaque Exigence de l'ITIE et les mesures prises pour aller au-delà des Exigences. Sont ici visées toutes les actions entreprises pour traiter des questions que le groupe multipartite aura identifiées comme étant prioritaires pour la mise en œuvre de l'ITIE ; 3- Un aperçu des réponses du groupe multipartite aux recommandations issues du	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		rapprochement des informations et de la Validation, et des progrès accomplis, conformément à l'Exigence 7.3. 4- Une évaluation des progrès accomplis dans la réalisation des objectifs définis dans le plan de travail du groupe multipartite ; et 5- Un compte rendu explicite des efforts entrepris pour renforcer l'impact de la mise en œuvre de l'ITIE sur la gouvernance des ressources naturelles	
2	Caractère inclusif du secteur extractif et égalité des sexes	Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes à considérer la question du genre et de l'inclusivité au niveau du secteur extractif afin de se conformer avec la Norme ITIE 2019 et ceci à travers : 1- Une meilleure représentativité du sexe féminin au niveau des organismes et instances en charge de la mise en place de l'ITIE au Tchad ; et 2- Préparer une étude sur l'équilibre des sexes dans le secteur extractif	Non
3	Ecart au niveau du tableau d'amortissement de la dette Glencore	Nous recommandons au HCN d'inviter les parties prenantes et en particulier la direction de la SHT à expliquer la nature de cet écart et à présenter un tableau d'amortissement de la dette qui soit cohérent sur la durée d'amortissement de la dette.	Non
Recommandations antérieures à 2018			
1	Respect du mécanisme de fiabilisation des données retenues par le Haut Comité National	- Sur les 16 sociétés extractives ayant soumis des formulaires de déclaration, 6 sociétés n'ont pas envoyé des formulaires de déclaration certifiés par un auditeur externe ou un commissaire aux comptes. - Sur les 5 régies financières ayant soumis leurs déclarations, aucune entité n'a fourni un formulaire de déclaration signé par sa direction et certifié par la Chambre des Comptes. Nous recommandons au HCN de : 1- Prendre les mesures de sensibilisation nécessaires à l'égard des entreprises extractives et les régies financières afin de se conformer au mécanisme de fiabilité des données adopté au niveau de la Section 2.4 du rapport ITIE 2017 ; et 2- Prévoir des délais raisonnables pour chaque étape de l'élaboration du rapport ITIE notamment celle de la certification des données.	Non
2	Réconciliation des revenus des ventes des quotes-parts d'huile de l'Etat	Lors de nos travaux de réconciliation, nous n'avons pas été en mesure de réconcilier les revenus des ventes des redevances en nature et parts de l'Etat dans la production du pétrole brut en 2017 reportés par la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) avec ceux reportés par Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTCP). Cette situation est expliquée par le caractère non exhaustif des données divulguées par la DGTCP.	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		Nous recommandons au HCN de prendre les mesures adéquates afin d'analyser la source des dits écarts, d'évaluer leurs impacts sur le Rapport ITIE et de prendre les actions nécessaires pour remédier à cette situation.	
3	Non exhaustivité de la publication des contrats miniers	Nous avons noté que les contrats signés entre le Gouvernement et les entreprises minières sont publiés sur le site officiel du Secrétariat Technique Permanent ITIE-Tchad (http://itie-tchad.org/toutes-les-conventions-dexploitation-miniére-et-carrière-au-tchad/). Toutefois, parmi 60 permis miniers valides au 31 Décembre 2017, uniquement 25 contrats ont été publiés sur le site de l'ITIE Tchad. Afin de se conformer à l'exigence de la norme relative à la publication des contrats, nous recommandons au HCN de prévoir les éléments suivants : - Des actions requises pour que tous les contrats miniers soient publiés et accessibles au public ; - Un plan d'actions et des activités portant sur la manière dont laquelle la publication des contrats doit être effectuée ; - Mettre à jour le ou les site(s) web dédié(s) à jour tous les trois (3) mois à la suite de tout changement ou modification de l'information survenu après la dernière mise à jour ; et - Examen des barrières institutionnelles ou légales relatives aux clauses de confidentialité qui peuvent empêcher une telle publication. En attendant la mise en place complète de la démarche citée plus haut, nous recommandons au Secrétariat Technique Permanent (STP) de s'assurer que tous les contrats miniers soient disponibles au niveau de leur bibliothèque ainsi qu'au niveau site officiel de l'ITIE Tchad ou tout autre site web dédié.	Oui
4	Retard dans la mise en place du registre de propriété réelle	Nous recommandons à la HCN d'accélérer la procédure de recours à une expertise pour mettre en œuvre la feuille de route sur la propriété réelle et pouvoir respecter les délais fixés par la norme ITIE.	En cours (voir section 2.5)
5	Alignement des conventions minières avec la réglementation en vigueur en matière de confidentialité	Nous avons relevé au niveau des conventions minières des dispositions traitant de la confidentialité comme suit « Cette convention restera confidentielle pendant toute sa durée de validité et ne peut être divulguée à des tiers par l'une des parties sans le consentement exprès de l'autre partie » ce qui est en contradiction avec l'article 7 du Code de Transparence et de Bonne Gouvernance au Tchad promulgué en décembre 2016, Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin qu'il y ait une mise à jour des contrats miniers pour	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		qu'ils soient en harmonie avec la nouvelle législation en vigueur et la politique du gouvernement en matière de confidentialité et de publication des contrats.	
6	Participation de l'Etat dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)	Selon le rapport du Commissaire aux Comptes de la SHT pour l'exercice clos le 31 Décembre 2018, la participation de 40% dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) figure parmi les titres de participation de la SHT en 2017 et 2018. Cependant, selon la lettre envoyée par le Ministère de Pétrole, des Mines et de l'Energie (MPME) à la Direction Générale de la SRN en date du 08 Juillet 2018, présentée au niveau de l'Annexe 13 du présent rapport, il est stipulé que : - La République du Tchad est représentée par le MPME, dénommée « l'Etat », dans les statuts de la SRN ; et - Au cas où l'Etat déciderait de faire détenir ses actions de 40% par la SHT, la SRN sera avisée en conséquence. Nous recommandons au HCN d'inviter les parties concernées afin de clarifier la situation par rapport à la participation de l'Etat dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN).	Non
7	Alignement des contrats pétroliers avec la réglementation en vigueur en matière de confidentialité	Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin qu'il y ait une mise à jour des contrats pétroliers pour qu'ils soient en harmonie avec la nouvelle législation en vigueur et la politique du gouvernement en matière de confidentialité et de publication des contrats.	Oui
8	Respect des instructions pour la préparation des formulaires de déclaration	Nous recommandons de mettre en place les actions de sensibilisation nécessaires afin de pallier les manquements et défaillances constatés de la part des entités déclarantes et assurer la réussite du processus de collecte des données et le respect des Exigences de la Norme ITIE.	En cours
9	Déclaration des Informations sur la propriété réelle	Afin d'améliorer la qualité des informations remontées par les entreprises dans les prochains rapports ITIE, nous recommandons au HCN de lancer une étude portant sur les exigences réglementaires en matière de divulgation des informations sur la propriété réelle au Tchad, la notion de la propriété ultime dans le droit tchadien. Cette étude permettrait au HCN de convenir une définition de la propriété réelle et les modalités de la collecte de cette information pour les besoins des rapports ITIE.	En cours (voir section2.5)
10	Absence de statistiques récentes sur le secteur artisanal et le secteur informel	Nous n'avons pas été en mesure de trouver des études récentes sur le secteur artisanal et le secteur informel, leurs contributions dans l'économie et dans l'emploi. Nous recommandons aux différents protagonistes du secteur de multiplier les études et les recherches sur ce secteur.	Oui

N	Titre	Recommandations	Implémentation
11	Intégration de la date de demande du permis au niveau du cadastre pétrolier	Nous recommandons au HCN de contacter les parties concernées afin d'intégrer toutes les données exigées par la norme ITIE.	En cours
12	Absence de base de données ITIE	Nous recommandons qu'une base de données actualisée soit tenue au niveau du Secrétariat Technique de l'ITIE comprenant toutes les informations relatives aux entreprises opérant dans le secteur extractif. Une mise à jour régulière de cette base de données doit être effectuée par la mise en place d'un système d'information et de coordination entre les entreprises extractives, l'administration et le Secrétariat Technique de l'ITIE.	Oui
13	Absence de statistiques récentes sur le secteur minier	Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin d'assurer un suivi adéquat des opérations de recherches et d'exploration dans le secteur minier. Nous recommandons aussi de prévoir une cellule en charge du suivi de la production des différents opérateurs extractifs dans le pays.	En cours
14	Absence du cadastre des permis miniers	Nous recommandons la mise en place rapide d'un système de cadastre minier capable d'intégrer toutes les données garantissant une gestion transparente et efficiente des titres. Il est fortement recommandé que ce cadastre soit mis en place sous la forme d'un système informatique qui peut être par la suite publiquement accessible via le web	En cours
15	Publication des contrats	Nous recommandons au HCN de préparer une feuille de route afin de se conformer à l'exigence de la norme relative à la publication des contrats. Cette feuille de route doit prévoir les éléments suivants : - Un plan d'action et des activités portant sur la manière dont laquelle la publication des contrats doit être effectuée ; - Les actions requises pour que tous les contrats miniers et pétroliers soient publiés et accessibles au public ; - Les démarches à suivre pour une éventuelle promulgation d'une loi ou un texte réglementaire sur la publication des contrats ; - Examen des barrières institutionnelles ou légales relatives aux clauses de confidentialité qui peuvent empêcher une telle publication ; et En attendant la mise en place complète de la démarche citée plus haut, nous recommandons au Secrétariat Technique de s'assurer que tous les contrats soient disponibles au niveau de leur bibliothèque.	Oui
16	Etat des recettes fiscales du secteur extractif	Nous recommandons d'améliorer l'état de suivi des recettes fiscales du secteur extractif afin de permettre une utilisation efficace et efficiente pour atteindre les objectifs pour lesquels il a été conçu et notamment :	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
		- En s'assurant de l'exhaustivité des données et des paiements inclus dans cet état ; et - En remplissant toutes les données utiles à savoir les numéros d'identification fiscale et les activités de chaque opérateur.	
17	Flux collectés directement par le Ministère de l'Energie et du Pétrole	Nous recommandons la mise en place au niveau du Ministère de l'Energie et du Pétrole d'un rapport retraçant les lignes budgétaires concernés par ces taxes perçues et leur affectation.	Non
18	La mise en place d'un cadastre minier et pétrolier	Nous recommandons au Haut Comité National de l'ITIE-Tchad d'encourager les ministères de tutelle du secteur extractif tchadien à mettre en place un véritable cadastre pétrolier et minier qui, actualisé régulièrement, centraliserait les contacts, ainsi que toute l'information disponible sur les entreprises extractives enregistrées au Tchad. Dans la perspective d'un renforcement de la transparence du secteur, le cadastre pétrolier et minier pourrait utilement être mis à la disposition du public, notamment sur les sites respectifs des Ministères de tutelle ainsi que sur le site de l'Initiative nationale.	En cours Un mini-cadastre pétrolier a été réalisé et publié sur le site web de ITIE-Tchad.
19	Fourniture de la référence des PJ à chaque paiement	Nous recommandons au Haut Comité National de l'ITIE-Tchad d'encourager les parties déclarantes à fournir, sur une base systématique, la référence de la pièce justificative associée à chaque paiement. L'élaboration des prochains rapports ITIE devrait y gagner en efficacité et en fluidité.	En cours
20	Manquements et incohérences relevés lors de la revue du contrat de préfinancement	Nous recommandons au HCN d'entamer les démarches nécessaires auprès des parties prenantes afin de pouvoir obtenir les éclaircissements nécessaires sur ces opérations de financement. Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin d'impliquer le CCSRP dans toutes les opérations et contrats relevant du secteur pétrolier afin qu'il puisse jouer son rôle de contrôle sur ce secteur.	Encours
21	Calcul des transferts aux régions productrices	Nous recommandons au HCN d'entamer les mesures nécessaires auprès des autorités compétentes afin d'harmoniser les conventions de préfinancement avec la législation en vigueur. Selon les règles universelles de droit, en cas de conflit entre un texte légal ou une convention avec la constitution, c'est la constitution qui prime. Par conséquent, il est utile de préciser l'ordre de priorité entre le paiement des ressources des collectivités territoriales décentralisées et le paiement des dettes des conventions de préfinancement.	Une lettre de demande d'information adressée à la BEAC et au Ministère des Finances
22	Fiabilité et exhaustivité des données collectées par la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur	Nous recommandons au HCN de mettre en place les mécanismes nécessaires pour intégrer plus les régies financières dans le processus ITIE à travers les actions suivantes : -Eviter au maximum la saisie manuelle des quittances avec la transmission de données sous format électronique ;	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
	Extractif et implication des régies financières dans la collecte de données	-Nommer un point focal dans chaque administration, il sera responsable de la transmission de ces données à la cellule d'une façon périodique (mensuellement) ; -La cellule doit rapprocher périodiquement les revenus pétroliers indirects (payés par les sociétés directement par virement à la banque centrale) avec les relevés de la banque centrale ; -La cellule doit procéder à un rapprochement des données reçues de la part des administrations avec les données qui sont centralisées au niveau du Trésor Public -Les rapports mensuels de rapprochement doivent être transmis au secrétariat technique pour validation. Nous recommandons au HCN de mobiliser les parties prenantes afin d'améliorer la qualité des informations déclarées par les régies financières à travers la mise en place des actions suivantes - Les droits de douane doivent être déclarés après une vérification entre les données dont dispose la cellule de collecte les services de douanes ; -Les flux payés en devise doivent être reportés par le cellule libellées en la devise de réception des fonds. Ceci peut être effectué par la consultation des relevés de la Banque Centrale pour les paiements effectués par virement.	
25	Publication des informations sur les dettes contractées par la SHT	Nous recommandons au HCN de prendre les mesures nécessaires afin que les parties prenantes soient en mesure de disposer des informations nécessaires pour présenter un niveau de détail suffisant au niveau du TOFE.	En cours
26	Absence de Statistiques sur l'emploi	Nous recommandons de mettre en place les mécanismes de suivi nécessaires afin de permettre d'assurer la mise à jour des données statistiques sur les emplois annuellement. Nous recommandons la mise en place rapide d'un système de cadastre pétrolier et minier capable d'intégrer toutes les données garantissant une gestion transparente et efficiente des titres.	En cours
27	Mise à jour de la situation des participations de l'Etat	Nous recommandons au HCN de sensibiliser les parties concernées sur l'importance de cette information exigée par la norme ITIE et ce par un suivi rigoureux de toutes les opérations ayant une incidence sur les participations de l'Etat et la mise à jour, en conséquence, de la situation de ces participations.	En cours

9 Annexes (Fichier Excel joint au rapport)

Annexe 1 - Liste des contrats pétroliers dans le secteur Extractif

Annexe 2 - correspondance officielle du Ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie en date du 24 décembre 2025

Annexe 3 - Octrois miniers en 2023

Annexe 4 - Paiements environnementaux

Annexe 5 - Cadastre Pétrolier

Annexe 6 - Cadastre minier

Annexe 7 - Modèle des formulaires de déclaration - BE

Annexe 8 - Structure du Capital et propriété réelle des sociétés extractives du périmètre

Annexe 9 - détails des exportations pétrolières en 2023

Annexe 10 - Nomenclatures des flux

Annexe 11 - Liste des sociétés du périmètre

Annexe 12 - Modèle des formulaires de déclaration

Annexe 13 - Partage de production - 2023

Annexe 14 - Détails des enlèvements en 2023

Annexe 15 - Détail des volumes commercialisés

Annexe 16 - Détail des recouvrements

Annexe 17 - suivi de la conformité des entités déclarantes aux procédures d'assurance

Annexe 18 - Suivi de soumission de formulaire de déclaration

Annexe 19 - Exhaustivité et fiabilité des données - Entités Perceptrices

Annexe 20 - Exhaustivité et fiabilité des données - Entreprises Extractives

Annexe 21 - Paiements sociaux Obligatoires

Annexe 22 - Paiements sociaux Volontaires

Annexe 23 - Emploi

Annexe 24 - Contenu Local

Annexe 25 - Détail des revenus globaux

Annexe 26 - Détail des revenus globaux par projet

Annexe 27 - Détail des revenus budgétaires



Immeuble Ennour 6ème étage

Centre Urbain Nord

1082 Tunis – TUNISIE

Tél : +216 36 36 29 54

Mail : enerteam@enerteam.tn

Web : <https://enerteam.tn/>