



ITIE Initiative pour la
Transparence des
Industries
Extractives au Tchad

Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives au Tchad

RAPPORT ITIE 2022

Juin 2025

Table des matières

1. SOMMAIRE EXECUTIF	11
1.1 Contexte et portée du rapport.....	11
1.2 Chiffres clés du Rapport ITIE 2022	12
1.3 Qualité et assurance des données.....	18
1.4 Constatations et recommandations	21
2. CADRE JURIDIQUE ET INSTITUTIONNEL, CONTRATS ET LICENCES	24
2.1 Cadre juridique et régime fiscalité	24
2.2 Octroi de contrats et de licences.....	44
2.3 Registre des licences.....	58
2.4 Contrats et licences.....	62
2.5 Propriété effective.....	66
2.6 Participation de l'Etat et entreprises d'État	68
3. EXPLORATION ET PRODUCTION	95
3.1. Activités d'exploration	95
3.2. Données de production.....	98
3.3. Données d'exportation	100
3.4. Emissions de gaz à effet de serre	101
4. COLLECTE DES RECETTES	104
4.1. Divulgence des taxes et des recettes	104
4.2. Recettes des ventes des parts de production de l'État et autres recettes perçus en nature	110
4.3. Fournitures d'infrastructures et accords de troc	116
4.4. Revenus provenant du transport et du raffinage.....	127
4.5. Transactions liées aux entreprises d'État	132
4.6. Paiements infranationaux.....	132
4.7. Niveau de désagrégation	133
4.8. Base et période de déclaration	135
4.9. Qualité et assurance des données.....	135
4.10. Coûts des projets.....	153
5. GESTION ET REPARTITION DES RECETTES	155
5.1 Répartition des recettes extractives.....	155
5.2 Transferts infranationaux.....	166
5.3 Informations supplémentaires sur la gestion des recettes et des dépenses.....	168
6. DEPENSES SOCIALES ET ECONOMIQUES	171
6.1. Dépenses sociales	171
6.2. Dépenses environnementales	173
6.3. Dépenses quasi budgétaires	176
6.4. Contribution du secteur extractif à l'économie	181
6.5. Impact environnemental et social.....	184
6.6. Contenu local.....	189

7. ANALYSE DES REVENUS	190
7.1 Paiements en nature	190
7.2 Paiements globaux en numéraire	191
7.3 Revenus budgétaires.....	198
8. CONSTATATIONS ET RECOMMANDATIONS	203
8.1 Constatations et recommandations 2022	203
8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs	221
9 ANNEXES (FICHER EXCEL JOINT AU RAPPORT)	233

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
CCSRP	Collège de Contrôle et de Surveillance des Recettes Pétrolières
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 Provisoire 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
LF	Loi de Finances
LFR	Loi de Finances Rectificative
MFB	Ministère des Finances et du Budget

LISTE DES ABREVIATIONS

MPME	Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie
NC	Non-communicué
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 des entreprises extractives en 2022	12
Tableau 2 Revenus issus des paiements en nature Etat et SHT PCCL (2022)	12
Tableau 3 Revenus issus des paiements en nature Etat (2022)	13
Tableau 4 Revenus issus des paiements en nature SHT PCCL (2022)	13
Tableau 5 Paiements en numéraire 2022	14
Tableau 6 Paiements budgétaires du secteur extractif en 2022	14
Tableau 7 Recettes non budgétaires du secteur extractif en 2022.....	15
Tableau 8 Paiements sociaux (2022)	15
Tableau 9 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2022.....	16
Tableau 10 Production pétrolière par consortium (2022).....	17
Tableau 11 Exportation pétrolière par consortium (2022).....	17
Tableau 12 Cadre juridique applicable selon le régime	24
Tableau 13 Principales institutions intervenant dans le secteur pétrolier	25
Tableau 14 Principaux instruments du régime de concession	26
Tableau 15 Principaux instruments du régime contractuel (CPP)	27
Tableau 16 Régime fiscal spécifique aux sociétés pétrolières.....	28
Tableau 17 Principaux impôts et taxes de droit commun	29
Tableau 18 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières.....	29
Tableau 19 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier	32
Tableau 20 Avantages accordés aux activités de recherche selon le nouveau Code Minier	34
Tableau 21 Régime de stabilisation fiscal et douanier	35
Tableau 22 Types de licences pétrolières	58
Tableau 23 Types de titres et autorisation sous le Code minier (1995)	59
Tableau 24 Types des autorisations minières sous le Code minier (2018)	59
Tableau 25 Types des titres miniers sous le Code minier (2018)	60
Tableau 26 Tableau comparatif - Modalités de participation de l'État et couverture des coûts	68
Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2022	69
Tableau 28 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2022.....	71
Tableau 29 Situation des participations financières de la SHT en 2022	72
Tableau 30 Structure du capital de la société TOTCO	86
Tableau 31 Structure du capital de la société COTCO en 2022	86
Tableau 32 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2022	88
Tableau 33 Participation de l'Etat dans la SONACIM.....	91
Tableau 34 Production de pétrole brut par champ en 2022	98
Tableau 35 Exportations de pétrole brut 2022.....	100
Tableau 36 Récapitulatif des informations demandées dans le formulaire de déclaration	108
Tableau 37 Revenus en nature de l'Etat pour l'année 2022.....	110
Tableau 38 Revenus en nature de l'Etat enlevés pour l'année 2022	112
Tableau 39 Etat des enlèvements effectués au titre des parts de productions de l'Etat en 2022.....	112
Tableau 40 - Revenus des ventes recouvrés en 2022	112
Tableau 41 - Synthèse des couts imputés sur le recettes pétrolières (en USD)	114
Tableau 42 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du trésor en 2022	115
Tableau 43 Conditions de la dette Glencore	117
Tableau 44 Ventes à SRN	123
Tableau 45 Historique des compensations SHT/SRN.....	123
Tableau 46: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 Décembre 2017	125
Tableau 47: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden après compensation 2022	126
Tableau 48: Solde de la dette de l'Etat (en millions USD).....	127
Tableau 49 Paiements du secteur de raffinage 2022.....	131
Tableau 50 Flux de paiements liquidés et recouvrés par projet.....	134
Tableau 51 Évaluation du Cadre de l'Audit et du Contrôle au Tchad	137
Tableau 52 Clés d'affectation des revenus directs pétroliers	156
Tableau 53 Répartition théorique des revenus pétroliers directs 2022	158
Tableau 54 Calcul des transferts théoriques au titre de la redevance pétrolière	166
Tableau 55 Transferts au titre de la redevance pétrolière calculés sur la base des rapatriements.....	167
Tableau 56 Processus budgétaire du Tchad.....	169
Tableau 57 Contribution du secteur extractif dans le budget de l'Etat (2021-2022)	181
Tableau 58 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2021-2022)	181
Tableau 59 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2021-2022)	181
Tableau 60 Accessibilité et divulgation des documents environnementaux au Tchad.....	188
Tableau 61 - Paiements en nature perçus et enlevés (2022)	190

Tableau 62 Les revenus extractifs par secteur (en millions FCFA)	191
Tableau 63 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA).....	191
Tableau 64 Les revenus extractifs du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)	191
Tableau 65 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés (en millions FCFA)	192
Tableau 66 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)	192
Tableau 67 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)	192
Tableau 68 Les revenus extractifs du secteur minier par flux (en millions FCFA)	193
Tableau 69 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)	193
Tableau 70 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)	194
Tableau 71 Le total des paiements des revenus globaux par entités perceptrices (en millions FCFA)	195
Tableau 72 Les autres paiements significatifs (en FCFA)	195
Tableau 73 Revenus globaux de l'Etat par projets.....	196
Tableau 74 Les revenus budgétaires par secteur (en millions FCFA)	198
Tableau 75 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)	198
Tableau 76 Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés (en millions FCFA).....	199
Tableau 77 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétroliers par sociétés (en millions FCFA) ...	199
Tableau 78 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)	199
Tableau 79 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)	200
Tableau 80 Les revenus budgétaires du secteur minier par flux (en millions FCFA).....	200
Tableau 81 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA).....	201
Tableau 82 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)	201
Tableau 82 Le total des paiements des revenus budgétaires par entités perceptrices (en millions FCFA) ..	202

Liste des graphiques

Figure 1 Contribution du secteur extractif dans les revenus de l'Etat, l'exportation et le PIB.....	16
Figure 2 Flux de paiements générés par un contrat de concession	26
Figure 3 Flux de paiements générés par un contrat de partage de production	27
Figure 4 Participations de la SHT à la suite du rachat des actifs de la société Chevron	73
Figure 5 Carte des champs pétroliers	95
Figure 6 La production de pétrole brut par Consortium en 2022	98
Figure 7 Recouvrement des revenus directs pétroliers	115
Figure 8 Opérations SWAP pétrole contre électricité entre l'Etat et la SRN	125
Figure 9 Pipeline TOTCO/COTCO	129
Figure 10 Pipeline Petrochad Transportation Company.....	130
Figure 11 Affectation des revenus directs pétroliers.....	157
Figure 12 Schéma de circulation des flux du secteur pétrolier	164
Figure 13 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier	164
Figure 14 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage	165
Figure 15 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier	165

16 juin 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 2022 du Tchad. La mission s'est déroulée entre le 26 février 2025 et le 30 mai 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 2022.

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

1. Sommaire exécutif

1.1 Contexte et portée du rapport

L'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE)¹ est un mécanisme international volontaire visant à promouvoir la transparence et la redevabilité dans la gestion des ressources naturelles. Elle impose la publication annuelle de rapports divulguant :

- les revenus significatifs perçus par l'État des secteurs pétrolier, gazier et minier ;
- les paiements effectués par les entreprises extractives, ainsi que des informations contextuelles sur la gouvernance du secteur.

Le Tchad² a adhéré à l'ITIE en avril 2010 et a publié, à ce jour, 15 rapports couvrant la période 2007-2021. Le présent rapport constitue la 16ème rapport, couvrant l'année fiscale 2022. Il a été préparé en conformité avec la Norme ITIE 2023.

1.1.1 Mandat et méthodologie

Le mandat de l'Administrateur Indépendant a couvert :

- la revue du périmètre défini par le Comité ITIE (HCN),
- la collecte, vérification, le rapprochement et compilation des données financières et contextuelles,
- l'analyse des réformes et faits marquants jusqu'à la date du rapport.

Les entités gouvernementales, les entreprises extractives (y compris celles du transport et du raffinage) et les organismes de régulation ont contribué au processus déclaratif. Ce travail s'est déroulé avec l'appui du Secrétariat Technique Permanent (STP) et sous la supervision du HCN.

1.1.2 Limites inhérentes au rapport ITIE 2022

Les conclusions du rapport sont fondées sur les données de l'exercice 2022. Elles ne sauraient être extrapolées à d'autres périodes, dans la mesure où les contextes juridique, fiscal et économique peuvent évoluer.

¹ <https://eiti.org/fr>

² <https://itie-chad.org/>

1.2 Chiffres clés du Rapport ITIE 2022

1.2.1 Paiements du secteur extractifs

En 2022, les paiements issus du secteur extractif, du raffinage et du transport pétrolier ont totalisé **1 534,32 milliards FCFA**, en forte progression par rapport à 2021 (**839,63 milliards FCFA**), soit une hausse de **83 %**. Cette performance est principalement attribuable au **secteur pétrolier amont**, qui représente **1 383,55 milliards FCFA**, soit **90,17 %** des paiements globaux.

Tableau 1 Paiements globaux des entreprises extractives en 2022

Secteur / Paiements	En milliards FCFA					
	Paiements en Nature brut	Paiements En numéraire	Paiements sociaux	Paiements Environnementaux	Total 2022	Total 2021
Pétrolier	810,00	572,88	0,67	-	1 383,55	729,94
Raffinage	-	105,17	-	-	105,17	85,02
Transport d'hydrocarbure	-	41,81	-	-	41,80	3,96
Minier	-	3,78	0,01	-	3,79	20,71
Total Général	810,00	723,64	0,68	-	1 534,32	839,63

Le détail des paiements globaux par société, par flux et par projet est disponible au niveau de la [section 7.1](#) du présent rapport.

Cette augmentation des revenus extractifs résulte de plusieurs facteurs combinés :

- **Hausse du prix du Brent** : environ 40 %³ en moyenne en 2022, augmentant mécaniquement la valeur des exportations ;
- **Dépréciation du FCFA face au dollar** : environ -11 %, entraînant un effet favorable lors de la conversion des recettes libellées en devises ;
- **Augmentation des volumes** : la production a atteint **51,6 millions de barils (+6 %)** et les exportations **45,3 millions de barils (+5,5 %)** ;
- **Amélioration du recouvrement fiscal** : l'impôt sur les sociétés du secteur extractif a progressé de **+181 %**, passant de **200 à 562,65 milliards FCFA**.

(i) Paiements en nature

En 2022, l'État tchadien (y compris la SHT PCCL) a perçu **13,56 millions de barils** de pétrole brut en nature au titre de la **redevance**, de la **Taxe Oil** et de l'**Intérêt Oil**, représentant **26,3 % de la production nationale**. La valeur estimée de ces volumes s'élève à **1 295,95 millions USD**, soit environ **810 milliards FCFA**.

Sur ce total, **12,54 millions de barils** ont été effectivement enlevés au cours de 2022, pour une valeur estimée à **991,02 millions USD** (soit **619,41 milliards FCFA**), répartis entre l'État et la SHT PCCL comme indiqué ci-dessous :

Tableau 2 Revenus issus des paiements en nature Etat et SHT PCCL (2022)

Désignation	Part ETAT		Part SHT PCCL		Total		
	en barils	en Millions USD	en barils	en millions USD	En baril	En millions USD	En milliards de FCFA ⁴
Paiements en nature 2022	11,32	1 081,76	2,24	214,19	13,56	1 295,95 ⁵	810,00
Enlèvements en 2022	10,64	778,84	1,90	212,19	12,54	991,02 ⁶	619,41

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

³ OFTIP - Template

⁴ Les montants en USD ont été convertis en FCFA au taux moyen annuel 2022 de 1 USD = 625,022 FCFA

⁵ Valorisation faite sur la base la moyenne des prix FOB des exportations des parts ETAT/SHT PCCL présentés au niveau de l'annexe 14 du présent rapport

⁶ Valorisation fait au prix de vente.

❖ **Paiements en nature - Part Etat**

Sur les 11,32 millions de barils attribués à l'État en 2022, 10,64 millions ont été vendus pour une valeur totale de 778,84 millions USD :

- 6,64 millions de barils exportés ;
- 4 millions de barils livrés à la SRN dans le cadre de l'approvisionnement local.

Les recettes effectivement recouvrées (en numéraire) en 2022 au titre des exportations s'élèvent à 524,34 millions USD (soit environ 327,72 milliards FCFA), correspondant à 5,69 millions de barils. À fin 2022, les 4 millions de barils livrés à la SRN et 0,95 million de barils exportés n'ont pas donné lieu à un recouvrement.

Après déduction des coûts liés au transport, aux charges pétrolières, au service de la dette Glencore et à la commission de commercialisation versée à la SHT, les recettes nettes perçues par l'État au titre de sa part en nature s'élèvent à 100,9 millions USD, soit environ 63,1 milliards FCFA.

Les fonds rapatriés au Trésor public au titre de ces ventes s'élèvent 90,10 milliards FCFA (l'équivalent d'environ 144,16 millions USD).

Tableau 3 Revenus issus des paiements en nature Etat (2022)

Désignation	Part SHT en barils	Total en millions USD	Total en milliards de FCFA
Enlèvements en 2022	10 641 987	778,84	369,66
<i>Exportation de la période non recouvrées</i>	954 684	67,10	
<i>Ventes locales (SRN) de la période non recouvrées</i>	4 000 000	187,40	
Exportation de la période recouvrées	5 687 303	524,34	327,72
<i>Coûts de transport</i>		39,95	24,97
<i>Coûts pétroliers/Cash Call</i>		21,93	13,71
<i>Coûts de la dette Glencore</i>		356,77	222,99
<i>Commission de commercialisation SHT</i>		4,78	2,99
Total coûts		423,42	264,65
Revenus nets 2022		100,9	63,1
Revenus rapatriés sur le compte du Trésor		≈144,16	90,1

Le détail des paiements en nature est présenté en [section 4.2.1](#) du présent rapport.

❖ **Paiements en nature - Part SHT PCCL**

La SHT PCCL a enlevé et exporté 1,90 million de barils pour une valeur à 212,19 millions USD (l'équivalent d'environ 132,62 milliards FCFA). Aucun volume n'a été livré localement ni reporté comme non recouvré en 2022. Après déduction des coûts, les revenus nets se présentent ainsi :

Tableau 4 Revenus issus des paiements en nature SHT PCCL (2022)

Désignation	Part SHT PCCL en barils	Total en millions USD	Total en milliards de FCFA
<i>Exportation de la période recouvrées</i>	1 898 944	212,19	132,62
<i>Exportation de la période non recouvrées</i>			
<i>Ventes locales (SRN) de la période non recouvrées</i>			
Total recettes recouvrées en 2022	1 898 944	212,19	132,62
<i>Coûts de transport</i>		7,80	4,87
<i>Coûts pétroliers/Cash Call</i>		49,42	30,89
Total coûts		57,21	35,76
Revenus nets 2022		155,0	96,9

Le détail des paiements en nature est présenté en [section 4.2.1](#) du présent rapport.

(ii) Paiements en numéraires

En 2022, les paiements en numéraire effectués par les entreprises extractives ont totalisé **723,64 milliards FCFA**. Ces montants se répartissent entre :

- **657,84 milliards FCFA de paiements budgétaires**, recouvrés par les régies financières (DGI, DGCPT, DGDDI, etc.) et versés au compte unique du Trésor ;
- **65,80 milliards FCFA de paiements non budgétaires**, perçus directement par des entités publiques ou parapubliques (Fonds d'entretien routier, ARSAT, CNPS, SHT , etc.), et non retracés les comptes de l'Etat.

Le **secteur des hydrocarbures** est de loin le principal contributeur, représentant **572,88 milliards FCFA** (soit 79,17 % du total), suivi du **secteur du raffinage** (**105,17 milliards FCFA**), du **transport pétrolier** (**41,80 milliards FCFA**), et du **secteur minier**, dont la contribution reste marginale (**3,78 milliards FCFA**).

Tableau 5 Paiements en numéraire 2022

Secteur	En milliards FCFA			
	Paiements budgétaires	Paiements non budgétaires	Total général	En %
Secteur des Hydrocarbures	566,96	5,92	572,88	79,17%
Secteur de la Raffinerie	58,91	46,26	105,17	14,53%
Secteur du Transport Pétrolier	28,64	13,17	41,81	5,78%
Secteur Minier	3,33	0,45	3,78	0,52%
Total Général	657,84	65,80	723,64	100,00%
Contribution en %	90,9%	9,1%		

Le détail des revenus globaux est présenté en [section 7.1](#) et en [annexe 25](#) du présent rapport.

❖ **Paiements destinés au Budget**

Sur un total de **723,64 milliards FCFA** de paiements en numéraire effectués en 2022, **657,84 milliards FCFA** ont été versés au compte unique du Trésor et enregistrés dans le budget de l'État, soit **90,9 %** des paiements totaux issus du secteur extractif.

Le **secteur pétrolier amont** demeure la principale source de revenus budgétaires, avec **566,96 milliards FCFA**, représentant **86,19 %** des recettes budgétaires collectées dans le secteur extractif. Les contributions du raffinage (**58,91 milliards FCFA**), du transport pétrolier (**28,64 milliards FCFA**) et du secteur minier (**3,33 milliards FCFA**) restent marginales en comparaison.

Tableau 6 Paiements budgétaires du secteur extractif en 2022

Régies financières	En milliards FCFA					Total Général en %
	Secteur des Hydrocarbures	Secteur de Raffinage	Secteur du Transport Pétrolier	Secteur Minier	Total Général	
DGI	555,52	58,56	26,82	0,01	640,91	97,42%
DGCPT	5,60	-	1,81	1,43	8,84	1,34%
DGDDI	5,85	0,36	0,00	0,26	6,46	0,98%
DGTCP/DGTM	-	-	-	1,63	1,63	0,25%
Total Général	566,96	58,91	28,64	3,33	657,84	100%
Contribution en %	86,19%	8,96%	4,35%	0,51%		

Les paiements budgétaires sont captés principalement de la DGI et de la DGCPT. Le détail par flux, société et projet, ainsi que les affectations budgétaires, sont présentés à la [section 7.2](#) du rapport.

❖ *Paiements non budgétaires*

En 2022, les paiements en numéraire **non intégrés dans le budget de l'État** se sont élevés à **65,80 milliards FCFA**, soit **9,1 %** du total des paiements en espèce déclarés par les entreprises extractives.

Ces **paiements** ont été directement perçus par des entités publiques ou parapubliques, **en dehors du compte unique du Trésor**. Les détails de ces paiements par entité bénéficiaires se présente comme suit :

Tableau 7 Recettes non budgétaires du secteur extractif en 2022

Régies financières	Secteur de raffinage	Secteur des hydrocarbures	Secteur du Transport Pétrolier	Secteur Minier	En milliards de FCFA	
					Total Général	Total en %
Fond d'entretien routier	26,45	-	-	-	26,45	40,19%
ARSAT	19,02	-	-	-	19,02	28,91%
SHT	-	2,99	13,17	-	16,16	24,55%
CNPS	0,79	1,07	-	0,45	2,31	3,51%
DGTP	-	1,86	-	-	1,86	2,83%
Total Général	46,26	5,92	13,17	0,45	65,80	
Contribution en %	70,31%	9,00%	20,01%	0,69%		

L'affectation et la répartition des revenus extractif est présentée en [section 5](#) du présent rapport

(iii) *Paiements sociaux*

En 2022, les **dépenses sociales** déclarées par les entreprises du secteur extractif ont totalisé **0,68 milliards FCFA**, réparties entre **dépenses obligatoires** et **dépenses volontaires**.

Tableau 8 Paiements sociaux (2022)

Sociétés / Secteur	En millions de FCFA		
	Pétrolier	Minier	Total
Dépenses sociales Obligatoires			
Secteur des hydrocarbures			
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	0,25		0,25
Dépenses sociales Volontaires			
Secteur des hydrocarbures			
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	0,33		0,33
SHT	0,08		0,08
Secteur des mines et carrières			
SONACIM		0,01	0,13
Total Général	0,67	0,01	0,68

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

En 2022, les revenus extractifs versés au **compte unique du Trésor** et inscrits dans le **budget de l'État** se sont élevés à **768,57 milliards FCFA**, représentant **50,1 %** du total des paiements déclarés par le secteur extractif.

Le **secteur pétrolier amont** demeure la principale source de revenus budgétaires, avec **677,69 milliards FCFA**, représentant **88,18 %** des recettes budgétaires collectées du secteur extractif. Les contributions du raffinage (**58,91 milliards FCFA**), du transport pétrolier (**28,64 milliards FCFA**) et du secteur minier (**3,33 milliards FCFA**) restent marginales en comparaison.

Régies financières	Secteur des hydrocarbures	Secteur de raffinage	Secteur du Transport Pétrolier	Secteur Minier	Total Général	Total en %
DGI	555,52	58,56	26,82	0,01	640,90	83,39%
DGTCP	116,32	-	1,81	1,43	119,57	15,56%
DGDDI	5,85	0,36	0,00	0,26	6,46	0,84%
DGTM (DGTCP)	-	-	-	1,63	1,63	0,21%
Total Général	677,69	58,91	28,64	3,33	768,57	
Contribution en %	88,18%	7,67%	3,73%	0,43%		

1.2.3 Contribution dans l'économie

Sur la base des données détaillées dans la [Section 6.4](#), le secteur extractif continue de jouer un rôle central dans l'économie nationale, bien que son impact demeure inégal selon les indicateurs. En 2022, sa contribution a connu une progression significative, notamment en matière de recettes budgétaires, d'exportations et de produit intérieur brut (PIB), comme illustré dans le tableau ci-dessous :

Tableau 9 Contribution du secteur extractif à l'économie en 2022

Indicateur	2022	2021
PIB	24,85%	19,89%
Revenus budgétaires	71,60%	53,65%
Exportations	86,42%	80,30%
Emploi (<i>y compris le secteur informel</i>)	1,09%	1,90%

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



La forte contribution du secteur extractif aux **recettes publiques** et aux **exportations** témoigne de sa centralité dans le financement de l'État et la balance commerciale. Toutefois, sa **faible capacité de création d'emplois** (1,09 %) met en évidence un impact limité sur l'emploi direct, soulignant la nécessité de renforcer les chaînes de valeur locales et la diversification économique.

1.2.4 Données production

1.2.4.1. Production du secteur des hydrocarbures

En 2022, la production nationale de pétrole brut a atteint **51,55 millions de barils**, en hausse de **+6 %** par rapport à 2021 (48,62 millions). Cette production est répartie comme suit :

Tableau 10 Production pétrolière par consortium (2022)

Consortium	Production 2022		Production 2021	
	Volume (En bbl)	Valeur (En millions USD)	Volume (En bbl)	Valeur (En millions USD)
Consortium CNPCI	37 057 257	3 663,47	37 557 139	2 636,50
Consortium EEPCI	10 258 304	1 014,13	8 552 600	600,40
Consortium OPIC	3 297 469	325,99	2 510 188	176,20
Consortium PCM	940 690	93,00	-	-
Total	51 553 720	5 096,59	48 619 927	3 413,10

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

La production minière en 2022 n'a pas été communiqué. Toutefois, selon le [Rapport diagnostique du secteur minier \(Banque mondiale\)](#), la production estimée se présente comme suit :

Substance	Production 2022		Production 2021	
	Production estimée	Valeur estimée	Production	Valeur
Or (artisanal)	8 254 kg	515,2 millions USD	1 698,8 Kg	54 536 millions FCFA
Ciment	36 822 tonnes	NC	NC	NC
Calcaire	30 575 tonnes	NC	82 609 tonnes	NC
Gypse	3 000 kg	NC	NC	NC
Pierres de taille	1 500 kg	NC	NC	NC
Latérite	5 815 tonnes	NC	14 721 tonnes	NC
Sable	660 tonnes	NC	NC	NC
Matériaux industriels (argiles, natron, etc.)	-	~6 000 USD	NC	NC

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

Les exportations de pétrole en volume et en valeur se détaillent comme suit :

Tableau 11 Exportation pétrolière par consortium (2022)⁷

Sociétés	Exportations 2022		Exportations 2021	
	Volume en bbl	Valeur en USD	Volume en bbl	Valeur en USD
CNPC / CLIVEDEN	27 669 828	2 778,49	27 715 940	1 944,80
SHT	8 540 933	832,28	7 601 638	537,70
EEPCI	2 995 792	308,57	2 848 769	186,50
PETRONAS Caligari	2 805 386	259,93	2 853 547	206,60
CEFC Hainan	1 329 417	135,64		
OPIC AFRICA	995 396	112,60	1 903 704	138,50
PERENCO	559 861	44,25		
PCM	391 903	30,98		
Total Général	45 288 516	4 502,74	42 923 598	3 014,10

⁷ Source/ DGTP

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

Les données sur les exportations minière en 2022 n'ont pas été communiquées. Toutefois, selon la Base de données [Comtrade](#), les Émirats Arabes Unis, principal importateur d'or en provenance du Tchad, ont déclaré avoir importé **15,029 tonnes d'or** d'une valeur de **875,7 millions USD** en 2022, comparé à **13,165 tonnes** en 2021.

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 19 entités publiques incluses dans le périmètre de déclaration (voir [section 4.1.2.4](#)), 11 n'ont pas soumis de déclaration ITIE ou l'ont fait de manière partielle. L'impact sur l'exhaustivité se détaille comme suit :

N°	Entités publiques	Impact sur l'exhaustivité du rapport
1	Caisse Nationale de Retraites du Tchad (C.N.R.T)	Contributions retracées uniquement pour les sociétés ayant déclaré.
2	Fonds d'Entretien Routier (FER)	Les flux ARSAT, FER et DG. Domaines, limités au raffinage, ont été captés via la déclaration unilatérale de la SRN.
3	Direction Générale des Domaines (DG. Domaines)	
4	Autorité de Régulation du Secteur pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)	
5	Ministère de l'Environnement	Aucun paiement environnemental déclaré par les sociétés ; données non disponibles.
6	DGTM	Les données fournies étaient hétérogènes (désagrégées et agrégées). Les revenus miniers ont été estimés à partir de la balance générale et des informations de la DGTM, sans inclure les paiements sociaux obligatoires.
7	DGTCP	<p>La DGTCP n'a pas soumis de déclaration ITIE formelle. Les données la concernant figurant dans le présent rapport ont été reconstituées à partir des documents transmis, notamment :</p> <ul style="list-style-type: none"> • les rapports mensuels des recettes, • les relevés des comptes de paiement des recettes pétrolières à l'exportation, • le compte de répartition des revenus pétroliers indirects, • et la balance des comptes de l'État. <p>Un virement de 14,4 milliards FCFA, mentionné dans les rapports mensuels comme provenant de la SRN, n'a pas été déclaré par cette dernière dans sa déclaration ITIE. La nature exacte de ce paiement - présumé remboursement d'un emprunt accordé par l'État actionnaire - n'ayant pu être confirmée, il n'a pas été pris en compte dans le présent rapport.</p>
Entreprises d'Etat		
8	SONACIM	Aucune déclaration soumise. Les données ont été captées à travers les états financiers de la société et la déclaration des régies financières.
Autres entités publiques		
9	Commune de Doba	Les transferts aux communes n'ont pas fait l'objet de déclarations directes, ni par la DGTCP ni par les communes concernées. En l'absence de données déclaratives, le rapport s'est limité à une analyse théorique des transferts, fondée sur les dispositions réglementaires en vigueur et les pratiques observées
10	Commune de Koudalwa	
11	Commune de Mangara	

N°	Entités publiques	Impact sur l'exhaustivité du rapport
12	Commune de Logone Occidentale	dans les rapports ITIE précédents. Aucune vérification ou rapprochement effectif des montants transférés n'a pu être réalisé.

ii) Données des entreprises

Parmi les 16 entreprises incluses dans le périmètre de déclaration, 8 n'ont pas soumis de déclaration conforme à l'ITIE. Leurs éventuelles dépenses sociales ou environnementales n'ont donc pas été prises en compte. De plus, les paiements effectués par ces entreprises n'ont pas pu faire l'objet d'un rapprochement dans le cadre du présent rapport.

Le détail de l'évaluation de l'exhaustivité des données est présenté en [section 4.9.4.1](#).

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](#)

➤ Rapprochement des paiements nature

En 2022, seules **OPIC** et **PCM** ont déclaré des paiements en nature. Les écarts constatés entre les déclarations des sociétés et celles de la **SHT** sont significatifs :

Consortium	En barils		
	Déclaration SHT	Déclaration sociétés	Ecart
RIK OPIC	370 054	129 407	240 647
RIK PCM	138 000	130 179	7 821
	508 054	259 586	248 468

➤ Rapprochement des paiements en numéraire

L'exercice de rapprochement pour l'année 2022 a couvert **18,90 % des paiements en numéraire**, un taux très inférieur à celui de **99,95 % prévu dans le rapport de cadrage**. Ce faible niveau de couverture s'explique par l'absence de déclaration de plusieurs entreprises et entités publiques, comme détaillé en section 4.9.6.

Les écarts non rapprochés en numéraire s'élèvent à **4,57 milliards FCFA**, représentant **3,34 %** des paiements déclarés par les régies financières – soit un niveau supérieur au **seuil d'erreur acceptable de 2 %** retenu par le Comité ITIE.

Le détail se présente comme suit :

Sociétés	En milliards de FCFA			
	Paiements reportés par l'Etat	Paiements reportés par les Entreprises	Ecart non rapproché	Ecart en %
Secteur de la Raffinerie	105,17	102,16	3,01	2,86%
Secteur du Transport Pétrolier	27,33	26,70	0,63	2,29%
Secteur des Hydrocarbures	4,28	3,35	0,93	21,75%
Total	136,78	132,21	4,57	3,34%

➤ Rapprochement de la production

Seules **CNPC** et **OPIC** ont communiqué des volumes de production (en barils), sans indiquer de valorisation. Le rapprochement des volumes avec les données de la **SHT** n'a révélé **aucun écart significatif**.

➤ **Rapprochement des exportations**

Le volume total exporté rapproché est de **24,7 millions de barils**, avec un écart négligeable de **1 024 barils** (0,004 %). En revanche, des écarts notables sont constatés dans les **valeurs déclarées**, atteignant **12,75 millions USD**, soit 0,5 % de la valeur totale.

Sociétés	En Volume (en barils)			En Valeur (en USD)		
	Données de la DGTP	Données des sociétés	Ecart (en barils)	Données de la DGTP	Données des sociétés	Ecart (en USD)
CNPC	13 834 914	13 835 938	(1 024)	1 429 881 717	1 424 189 274	5 692 443
SHT	8 540 933	8 540 933	-	832 280 442	803 530 595	28 749 847
CEFC Hainan	1 329 417	1 329 417	-	135 638 045	148 431 043	(12 792 998)
OPIC Africa	995 396	995 396	-	112 599 203	121 498 044	(8 898 841)
Total Général	24 700 660	24 701 684	(1 024)	2 510 399 407	2 497 648 956	12 750 451

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 :

- Pour les **entreprises extractives**, **92,43 % des paiements** ont été classés en **niveau faible d'assurance**, et 7,57 % en **niveau moyen** ;
- Pour les **organismes collecteurs**, **aucune des 8 entités** n'a fourni de déclaration certifiée, 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.

Des procédures complémentaires mises en œuvre par l'AI ([section 4.9.3.2](#)) ont permis d'ajuster certaines données afin d'assurer l'exhaustivité des revenus extractifs (voir [section 4.1.3](#)). Le détail figure en section 4.9.4.2 et en annexes 19 et 20.

1.3.4 Conclusion

Compte tenu des constats ci-dessus présentés, nous ne pouvons pas conclure avec une assurance raisonnable sur le caractère exhaustif et fiable des données reportées dans le présent 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	Lutte contre la corruption et gouvernance dans le secteur extractif	Cadre juridique renforcé mais persistance de risques élevés. Et absence de réaction structurée du GMP face à des cas publics.	<ol style="list-style-type: none"> Réaliser une cartographie des risques de corruption dans la chaîne de valeur extractive (octroi, contrats, paiements, SOE, commercialisation) ; Mener une étude sur la gouvernance des entreprises publiques extractives Mettre en place un dispositif de suivi au sein du GMP pour analyser et répondre aux cas de corruption publiquement connus. 	1.5. 1.2	HCN-ITIE,
2	Évaluation des octrois et transferts de titres.	L'évaluation de conformité s'est fondée sur des lettres d'affirmation, sans description formalisée de la méthode utilisée. Certains permis ont été octroyés selon des modalités différentes de celles prévues par le Code minier en vigueur.	<ol style="list-style-type: none"> Formaliser la méthode retenue pour évaluer la conformité des octrois ; Mettre en place une approche basée sur un échantillonnage des titres ; Documenter les résultats de l'évaluation dans les rapports ITIE. 	2.2	HCN-ITIE, DGTP, DGTM
3	Consultations communautaires	Aucune information n'a été divulguée sur les consultations réalisées lors des octrois.	<ol style="list-style-type: none"> Documenter et publier annuellement les consultations tenues (lieux, dates, participants, avis exprimés) ; Sensibiliser les entreprises et le MEPDD à cette obligation de transparence ; Mettre en place un mécanisme de suivi des consultations communautaires. 	2.2.a.ii	HCN-ITIE, MEPDD, Entreprises
4	Registre des licences	Les registres pétrolier et minier sont incomplets et présentent certaines incohérences.	<ol style="list-style-type: none"> Compléter les champs obligatoires et corriger les erreurs ; Publier les cadastres sur les sites DGTP/DGTM avec date de mise à jour ; Harmoniser les données entre les différentes sources ; Activer et interconnecter le portail EMC+. 	2.3	DGTP, DGTM
5	Divulgarion de la propriété effective	La divulgation reste partielle, sans couverture complète des entreprises ni cadre juridique consolidé.	<ol style="list-style-type: none"> Étendre la demande à toutes les entités titulaires ou candidates à un titre ; Mettre en œuvre une approche provisoire basée sur les bonnes pratiques définies ; Intégrer un traitement différencié pour les entreprises à risque ; Publier les données du RCCM pour les sociétés extractives ; Finaliser et adopter la loi sur la propriété effective. 	2.5	HCN-ITIE, DGTCM, DGTP, RCCM

N°	Thème	Constatation	Actions proposées	Exigence ITIE	Structure concernée
6	Cession des participations dans PCM (Glencore - Perenco)	La cession indirecte de PCM à Perenco n'a pas fait l'objet d'une communication complète ni d'une clarification sur le régime fiscal applicable.	1. Publier l'arrêté d'approbation de la cession ; 2. Clarifier la base juridique retenue (fiscale ou contractuelle) ; 3. Harmoniser les textes juridiques et contractuels pour les cessions directes/indirectes.	2.2	DGTP, DGTCP, HCN-ITIE
7	Transparence et méthode de valorisation de la production pétrolière	La valorisation de la production n'utilise pas le prix contractuel et des écarts subsistent entre les données de volume publiées.	1. Collecter et divulguer les données de production par société et par titre ; 2. Valoriser les volumes extraits, notamment pour les carrières.	3.2	HCN-ITIE, SHT, DGTP, OTFiP
8	Production minière : désagrégation et valorisation manquantes	Les données de production minière ne sont pas désagrégées par société, et les volumes issus des carrières ne sont pas valorisés.	1. Collecter et divulguer les données de production par société et par titre ; 2. Valoriser les volumes extraits, notamment pour les carrières.	3.2	DGTM
9	Exportations minières : désagrégation et valorisation absentes	Les exportations d'or ne sont ni désagrégées par transaction ni valorisées selon une méthode définie	1. Obtenir les données désagrégées par transaction et opérateur ; 2. Documenter la méthode de valorisation appliquée ; 3. Analyser les écarts avec les données miroir (Comtrade).	3.3	DGDDI, DGTM, HCN-ITIE
10	Traçabilité des paiements en nature et vérification des coûts déduits	Des paiements en nature ne sont pas déclarés par tous les opérateurs ; un écart persistant a été relevé entre les parts de brut revenant à l'État et les volumes enlevés, sans justification détaillée ; les déductions sur ventes ne sont pas vérifiables et certains flux vers le Trésor ne sont pas attribués.	1. Obtenir les déclarations des opérateurs pour rapprochement ; 2. Faciliter l'accès aux relevés du compte séquestre ; 3. Documenter tous les mouvements bancaires liés aux recettes ; 4. Impliquer davantage la DGTCP dans les déclarations ITIE. 5. Mettre en place un dispositif de suivi régulier des écarts entre les parts de brut allouées à l'État et les volumes effectivement enlevés	4.2	SHT, DGTP, DGTCP, HCN-ITIE
11	Dette Glencore : absence de divulgation complète et incohérences	Le nouvel accord de restructuration signé en 2022 n'a pas été rendu public, et des écarts existent entre les données budgétaires et celles de la SHT.	1. Publier les termes détaillés du nouvel accord Glencore ; 2. Harmoniser les données entre SHT, DGTCP et OTFiP ; 3. Mettre en place un suivi contractuel spécifique aux préfinancements pétroliers.	4.3	SHT, DGTCP, OTFiP, HCN-ITIE
12	Désagrégation partielle des données par projet	Les revenus miniers ne sont pas désagrégés par entreprise ni par projet.	1. Transmettre les données de paiements miniers désagrégés par projet et entreprise ; 2. Renforcer la coordination interinstitutionnelle pour améliorer la qualité des données.	4.7	DGTM, DGTCP, HCN-ITIE, DGI
13	Participations de l'État : manque de traçabilité	Absence de documentation claire sur certaines participations de l'État et sur les revenus associés.	1. Clarifier le statut de SHT PCCL et sa relation avec l'État ; 2. Établir un état consolidé et validé des participations publiques ; 3. Exiger la communication des revenus perçus au titre de ces participations.	2.6	SHT, DGTCP, HCN-ITIE

N°	Thème	Constatation	Actions proposées	Exigence ITIE	Structure concernée
14	Suivi des dépenses sociales obligatoires dans le secteur minier	Aucune donnée disponible sur la mise en œuvre des plans de développement communautaire imposés par le Code minier 2018.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Mettre en place un système de suivi formalisé des plans communautaires à la DGTM ; 2. Publier les engagements sociaux contractuels et les dépenses associées ; 3. Documenter les dépenses sociales volontaires dans les rapports ITIE. 	6.1	DGTM
15	Données sur l'emploi extractif formel	Faible couverture des données d'emploi, absence d'informations du secteur minier formel.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Renforcer la collaboration HCN-ITIE / INSEED / ministères techniques pour améliorer la couverture ; 2. Impliquer systématiquement toutes les entreprises extractives dans les déclarations ITIE. 	6.3	INSEED, HCN-ITIE, Entreprises
16	Accessibilité aux documents environnementaux	Faible publication proactive des documents environnementaux exigés.	<ol style="list-style-type: none"> 1. Créer un portail public pour publier les documents environnementaux liés aux projets extractifs ; 2. Renforcer les obligations de publication dans les textes d'application ; 3. Intégrer un registre environnemental à la plateforme ITIE-Tchad. 	6.4	HCN-ITIE, MEPDD

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 régissant le secteur pétrolier au Tchad repose sur deux régimes distincts, déterminés principalement par la période d'attribution des droits et la nature de la relation entre l'État et les entreprises opératrices :

Tableau 12 Cadre juridique applicable selon le régime

	Régime de concession	Régime contractuel
Période	Avant mai 2007	Après mai 2007
Définition	Le régime de concession accorde à une entreprise pétrolière des droits exclusifs pour explorer, développer, produire et exporter du pétrole, sous réserve du respect des obligations fiscales et réglementaires définies par l'État (redevances, impôts, taxes).	Dans le régime contractuel, l'État reste propriétaire des ressources. L'entreprise (l'entrepreneur) exécute les opérations à ses propres risques et frais, selon les termes d'un contrat signé avec l'État. En cas de découverte commerciale, elle reçoit en contrepartie une part de la production ou une rémunération en espèces.
Règlementation spécifique	<ul style="list-style-type: none"> - 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. 	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<ul style="list-style-type: none"> - Le code général des impôts - Le code de douane - Loi N°006/PR/2008 du 3 janvier 2008 instituant la Charte des investissements de la République du Tchad - Loi N°14/PR/98 du 17 août 1998, définissant les principes généraux de protection de l'environnement et ses textes d'application 	

En 2022, le secteur pétrolier tchadien est structuré autour de **3 contrats de concession** et **7 contrats de partage de production**, dont la liste complète figure en annexe 1.

2.1.1.2. Cadre institutionnel

La gouvernance du secteur des hydrocarbures au Tchad repose sur plusieurs institutions étatiques aux mandats complémentaires, qui interviennent à différents stades de la chaîne de valeur, de l'amont à l'aval, ainsi que dans la régulation, le contrôle et la collecte des recettes. Le tableau ci-après présente les principales structures impliquées et leurs attributions :

Tableau 13 Principales institutions intervenant dans le secteur pétrolier

Structures	Mandat principal
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (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 détermination des zones ouvertes aux opérations ; - l'approbation des contrats-types ; - l'autorisation des cessions ou transferts de droits liés aux contrats pétroliers.
Direction Générale Technique du Pétrole (DGTP)	Structure rattachée au MPME, chargée notamment : - de l'élaboration et du suivi des contrats pétroliers ; - de l'émission des actes d'autorisation ; - de l'analyse technique des offres ; - de la surveillance technique et administrative des opérations pétrolières ; - de la collecte des données statistiques du secteur.
La Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)⁸	Entreprise publique nationale chargée des activités de prospection, exploration, développement, production et transport des hydrocarbures, ainsi que du raffinage, stockage, distribution et commercialisation des produits pétroliers.
L'Autorité de Régulation du Secteur Pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)	Organe de régulation et de contrôle du secteur aval. Elle veille au respect des normes techniques et réglementaires par les opérateurs dans les activités de raffinage, de distribution et de commercialisation.
Commission Nationale chargée de la Négociation des Conventions Pétrolières (CNNCP)⁹	- Instance technique placée sous la tutelle du MPME. Elle est chargée de négocier : - les conventions relatives à la recherche, l'exploitation et le transport des hydrocarbures ; - les contrats de raffinage, de stockage et de distribution des produits pétroliers.
Collège de Contrôle et de Surveillance des revenus Pétroliers (CCSRP)	Créé dans le cadre de la Loi N°001/PR/99 relative à la gestion des revenus pétroliers, le CCSRP est une institution qui a pour principale mission le contrôle de l'utilisation des revenus pétroliers.
Ministère des Finances et du Budget (MFB)¹⁰	À travers ses directions (DGI, DGDDI, DGTCP), il assure le recouvrement des recettes fiscales issues du secteur extractif pour le compte de l'État et des collectivités locales.
Ministère de l'Environnement, de l'eau et de la pêche	En charge de la réglementation environnementale, il valide les études d'impact environnemental et social (EIES) pour les projets pétroliers. Il assure également le suivi de la gestion durable des ressources naturelles, en lien avec les engagements internationaux

⁸ <https://sht-td.com/>

⁹ Créée par le Décret N° 795/PR/PM/2006 du 28 Août 2006

¹⁰ <https://finances.gouv.td/>

2.1.1.3. Cadre fiscal

(i) Régime fiscal

Le cadre fiscal applicable au secteur pétrolier tchadien repose sur un ensemble de textes législatifs et réglementaires, notamment le Code général des impôts, les lois spécifiques aux hydrocarbures, et les dispositions prévues dans les contrats pétroliers. Deux régimes fiscaux distincts s'appliquent aux activités d'exploration et de production : le régime de concession et le régime contractuel (CPP), comme décrit précédemment.

Le cadre fiscal du secteur pétrolier est régi par les dispositions des textes listés dans la section précédente, des contrats pétroliers et du Code Général des Impôts.

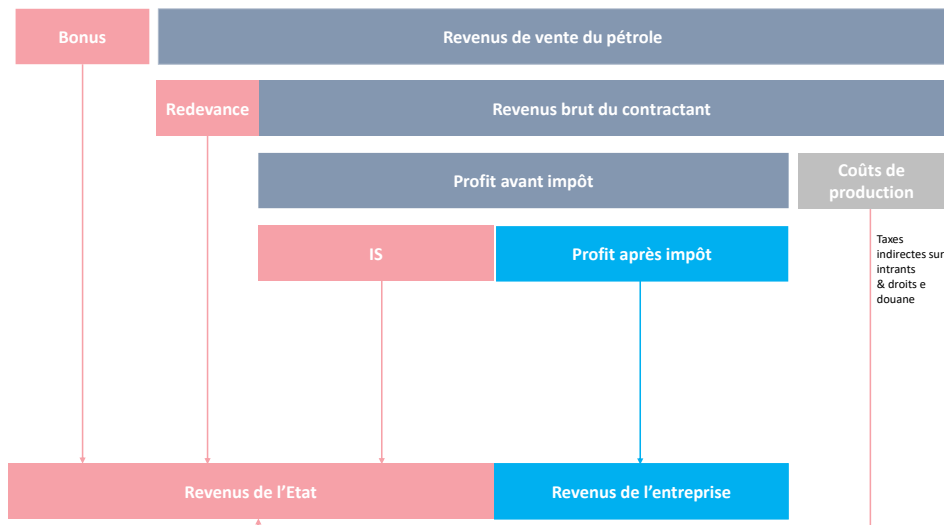
❖ Régime de concession

Tableau 14 Principaux instruments du régime de concession

Instruments des CC	Description
Redevance sur la production	Prélevée mensuellement sur la production brute disponible dans une zone contractuelle. Elle peut être acquittée en nature ou en espèces, selon les termes du contrat.
IS	Payé en numéraire, sauf exception prévue dans le contrat. Le taux est fixé contractuellement et peut être : - soit fixe, - soit progressif selon un facteur de rentabilité (ex. : Facteur R) Les taux varient généralement entre 40 % et 75 % des bénéfices issus des opérations pétrolière
Bonus	Montant forfaitaire fixé dans le contrat, versé à la signature ou lors du passage en phase de production commerciale.
Redevance superficielle	Taxe annuelle basée sur la superficie contractuelle. Le montant est précisé dans le contrat de concession.

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



❖ Régime contractuel

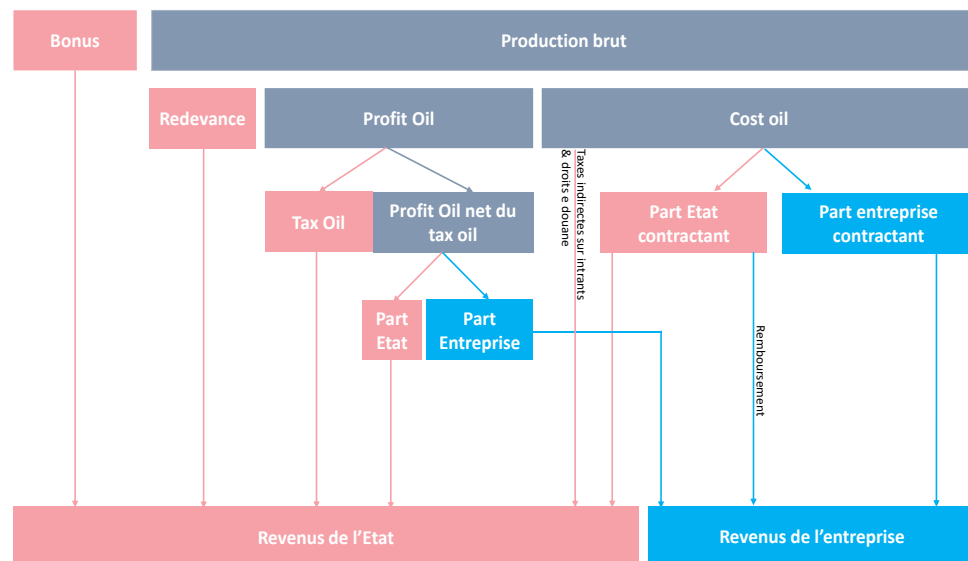
Les contrats de partage de production (CPP) instaurent un régime fiscal spécifique dans lequel l'État demeure propriétaire des ressources, tandis que l'entreprise contractante prend en charge les coûts, les risques, et l'exécution des opérations. En cas de découverte commerciale, elle est rémunérée par une part de la production.

Tableau 15 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 recovery ceiling), 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	La tax oil équivaut à l'impôt sur les sociétés (IS) applicable dans le régime de concession. Elle est calculée en fonction d'une échelle liée soit : - à la production cumulée ou journalière ; - au niveau de rentabilité du projet (Facteur R). Le paiement peut s'effectuer en espèces ou en nature, selon les modalités contractuelles.
Redevance sur la production	Comme dans les contrats de concession, une redevance proportionnelle est due sur la production brute mensuelle. Elle peut être payée en numéraire ou en nature, selon les clauses du contrat.
Redevance superficière	Taxe annuelle basée sur la superficie du permis, dont le montant est fixé dans le contrat.
Bonus	Paiement forfaitaire déterminé dans le contrat, exigible à la signature du CPP ou à l'entrée en production.

Une illustration des principaux flux de paiement générés par un contrat de partage de production est présentée à la figure 3.

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



(ii) 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 16 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)	
			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%	
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/km ² /an (initiale)	
			12,5 USD/km ² /an (renouvellement)	
		Concession	200 USD/km ² /an	
	CPP	AER	1 à 5 USD/km ² /an	
		Prorogation (AER)	10 USD/km ² /an	
		AEE	100 à 150 USD/km ² /an	
Autorisation de Transport	45 USD/km ² /an			
Contribution à la formation du personnel, 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

(iii) 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)¹¹. Le tableau ci-dessous en présente une synthèse :

Tableau 17 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) Fixé par délibération des Conseils municipaux des Communes ou du comité de Gestion et dûment approuvé par l'autorité de tutelle
Taxes de Services Publics	Art 834-836	
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)

(iv) Avantages fiscaux et exonérations

Les contrats pétroliers conclus avec l'État prévoient des exonérations fiscales et douanières spécifiques, tant en phase de recherche qu'en phase d'exploitation. Le tableau suivant en présente une synthèse par type de contrat.

Tableau 18 Avantages fiscaux et exonérations accordées aux sociétés pétrolières

Impôts et Taxes	Contrat de Partage de Production	Contrat de Concession
Droit et taxes douanières	<ul style="list-style-type: none"> • Franchise totale de droits et taxes (hors Redevance Statistique et TCI) sur les importations de biens, équipements et matériaux destinés exclusivement aux opérations pétrolières ; • Avantages applicables également aux AEE pendant les 5 premières années ; • Admission en régime suspensif pour les biens réexportés après usage ; • Franchise sur les fournitures, pièces détachées et effets personnels du personnel expatrié ; • Exportation en franchise des parts d'hydrocarbures revenant au contractant. 	<ul style="list-style-type: none"> • Exonération totale des droits et taxes de douane sur les matériaux exclusivement destinés à la recherche et à l'exploitation pétrolière ; • Admission temporaire pour les équipements, appareils et véhicules de chantier ; • Les véhicules de siège ou personnels restent soumis au droit commun ; • Exonération pour les avions, pièces détachées et consommables nécessaires aux opérations pétrolières.

¹¹ Loi n° 12/PR/2016 du 15 juillet 2016

Impôts et Taxes	Contrat de Partage de Production	Contrat de Concession
Autres impôts et taxes	<ul style="list-style-type: none"> • Exonération de l'impôt minimum forfaitaire, de la taxe d'apprentissage et de la contribution des patentes ; • Exonération de l'impôt sur les bénéfices et sur les distributions ; • Exonération des taxes sur les intérêts et produits des emprunts contractés pour les opérations pétrolières ; • Exonération des droits d'enregistrement liés à la création ou à l'augmentation de capital ; • Exonération de la taxe foncière sur les biens professionnels, à l'exception des immeubles à usage d'habitation. 	<ul style="list-style-type: none"> • Exonération de tout impôt direct sur les revenus issus des opérations pétrolières, hors redevance à la production et IS ; • Exonération de toute taxe sur la production, la vente ou les revenus liés aux hydrocarbures ; • Exonération des taxes sur les transferts de fonds, achats et transports d'hydrocarbures à l'exportation ; • Exonération de la TVA sur les biens et services strictement nécessaires aux opérations pétrolières.

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 extractifs, et répondre à des enjeux de gouvernance plus larges. Ces réformes traduisent une volonté politique de mieux encadrer l'usage des ressources issues du secteur pétrolier, tout en assurant leur contribution au développement national et local.

(i) Réforme du cadre de gestion des revenus pétroliers

La [loi de finances 2022](#) introduit un cadre structuré pour la collecte, l'affectation et le contrôle des revenus pétroliers.

❖ Types de revenus (Art. 33)

Deux catégories de revenus sont définies selon leur nature et origine :

- **Ressources directes** : redevances et dividendes.
- **Ressources indirectes** : impôts, taxes, droits de douane liés à l'exploitation pétrolière.

❖ Dépôt des revenus

La loi précise les canaux de dépôt selon le type de revenu :

- **Ressources directes** : versées sur un compte séquestre offshore ou dans une banque locale.
- **Ressources indirectes** : versées au compte du Trésor public.
- Tous les revenus sont intégrés au budget général de l'État.

❖ Affectation des revenus directs (Art. 33B)

La répartition des revenus directs obéit à des clés précises en fonction des priorités nationales :

- 70 % des redevances et 80 % des dividendes : financement des secteurs prioritaires (santé, éducation, infrastructures, développement rural, énergies renouvelables, justice, sécurité, gouvernance).
- 25 % des redevances et 20 % des dividendes : couverture des dépenses courantes et d'investissement de l'État, jusqu'à ce que l'impôt sur les sociétés atteigne ce niveau.
- 5 % des redevances : allocation aux provinces productrices, révisable tous les cinq ans.

❖ Gestion et contrôle (Art. 33C et 33D)

Des mécanismes spécifiques encadrent la gestion et le suivi de l'utilisation des fonds :

- Les comptes spéciaux sont soumis aux règles de gestion budgétaire.
- Les dépenses doivent s'inscrire dans un programme triennal de développement.
- Les comptes font l'objet d'un audit annuel par la Cour des comptes et d'un suivi par l'IGF.

❖ Revenus destinés aux provinces productrices (Art. 34)

La loi encadre aussi la répartition et l'utilisation des revenus dans les provinces productrices :

- 5 % des redevances sont versés sur un sous-compte BEAC et répartis au prorata des revenus générés.
- Les fonds sont affectés à des projets communautaires prioritaires.
- La gestion suit les règles budgétaires nationales, avec audit annuel (Cour des comptes + IGF).
- Suivi assuré par un Comité provincial de gestion des revenus, institué par décret.
- Paiements effectués trimestriellement avec ajustements de fin de trimestre.

(ii) Comités provinciaux de gestion des revenus pétroliers

Le [décret](#) n° 1911/PCMT/PMT/MFB/2022 avait institué un cadre pour la gestion décentralisée des revenus pétroliers affectés aux provinces productrices. Ce mécanisme a été en vigueur jusqu'à sa dissolution officielle en 2025.

❖ Composition et gouvernance

- **Représentativité** : membres issus des autorités locales (gouverneurs, députés, conseillers municipaux), de la société civile (femmes, jeunes, chefferies traditionnelles, confessions religieuses) et de l'administration publique (ministères des Finances et du Pétrole).
- **Mandat** : 3 ans, renouvelable une seule fois, par décret.
- **Rôle** : garantir transparence, équité et redevabilité dans la gestion des revenus provinciaux.

❖ Attributions

Budgétisation et investissement :

- Élaboration et adoption du budget annuel ;
- Mise en œuvre du plan d'investissement ;
- Suivi des projets financés, avec priorité donnée aux infrastructures, services sociaux et initiatives locales.

Contrôle et redevabilité :

- Suivi régulier des comptes ;
- Audit annuel par la Cour des comptes et l'IGF ;
- Publication annuelle des rapports d'exécution.

❖ Mise en œuvre et coordination

- Une équipe opérationnelle assurait la gestion quotidienne des projets et l'exécution des décisions du comité.
- Les rapports d'exécution budgétaire et d'impact étaient publiés annuellement.
- Les allocations aux collectivités faisaient l'objet d'un suivi encadré par des règles de gouvernance.

❖ Mise en place dans Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers

- **Décret n° 2601/2022** : nomination du comité du Logone Occidental (CPG LogOc) ;
- **Décret n° 0092/2024** : nomination des membres des comités du Chari-Baguirmi et du Logone Oriental.

❖ Dissolution des comités (2025)

Le [décret](#) n° 342/PR/PM/MFBEPPCI/2025 a mis fin au dispositif en vigueur. Les comités provinciaux de gestion ont été dissous, et l'ensemble de leurs **compétences, ressources, actifs et passifs**, y compris les **5 % des redevances alloués aux provinces**, ont été transférés aux **conseils provinciaux**, dans le cadre de la mise en œuvre de la décentralisation.

(iii) Nationalisation des actifs d'ESSO

La loi n° 003/PT/2023 du 31 mars 2023 encadre la nationalisation des actifs et droits détenus au Tchad par **Esso Exploration and Production Chad Inc.** et **Esso Pipeline Investment Limited**. Ce transfert intégral à l'État tchadien inclut l'ensemble des droits contractuels, infrastructures et participations concernées.

- **Indemnisation** : à déterminer conjointement par le ministère des Hydrocarbures et le ministère des Finances (article 3 de la loi).
- **Transfert d'actifs** : les actifs ont été transférés à la **Tchad Petroleum Company (TPC)**, société anonyme de droit tchadien créée par la loi n° 009/PT/2023 du 28 avril 2023.
- **Statuts** : officialisés par le décret n° 0782/PT/PM/MHE/2023 du 29 avril 2023.

2.1.2 Secteur minier

2.1.2.1. Cadre juridique

Le secteur minier tchadien est régi par deux codes miniers applicables selon la date 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 (pour les titres octroyés à partir de 2019).
- **Ancien code minier** : [Loi](#) n°11/PR/95 du 20 juin 1995 et décret d'application n°95-821/PR/MPE/95 (pour les titres délivrés avant 2018).

Des dispositions spécifiques encadrent également certaines pratiques :

- **Arrêté n°53/PR/PM/MMDICPSP/ISG/DGMC/DM/18** interdisant l'importation, la commercialisation et l'utilisation du mercure dans les sites d'exploitation artisanale d'or.

Le régime juridique comprend aussi les conventions minières conclues entre l'État et les opérateurs, qui complètent les dispositions du Code minier sans y déroger¹².

Le cadre juridique s'appuie également sur les textes suivants :

- Le Code des investissements ;
- Le Code général des impôts ;
- Le Code des douanes ;
- La loi n° 14/PR/1998 sur la protection de l'environnement et le décret n° 630/PR/PM/MERH/2010 sur les études d'impact environnemental.

2.1.2.2. Cadre institutionnel

Le cadre institutionnel est défini au chapitre 3 du Code minier de 2018. Il comprend les entités suivantes:

Tableau 19 Structures Gouvernementales intervenant dans le secteur minier

Structures	Prérogatives
Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (MPME)	Définit la politique minière, détermine les zones ouvertes, autorise les cessions de titres et approuve les conventions minières.
La Direction Générale Techniques des Mines (DGTM)	Supervise l'ensemble du secteur minier ; comprend quatre directions (Mines et géologie, Carrières, Cadastre minier, Laboratoire d'analyses).
Direction des Mines et de la Géologie (DGM)	Recherche minérale, encadrement de l'exploitation, gestion des autorisations, perception des taxes et redevances minières (via un régisseur du Trésor).
Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)	Établie par l'ordonnance n°005/PCMT/2022. Remplace la SONAMIG. Chargée de la recherche, de la promotion, de la gestion des projets miniers et de l'inventaire national.
Commission Nationale des Mines	Examine les demandes de titres et autorisations (hors artisanat). Sa composition est fixée par arrêté du Premier ministre (publié en 2025).

¹² Article 132 du Code Minier (2018) & Article 40 du Code Minier (1995)

Structures	Prérogatives
Commission Interministérielle de Négociation des conventions minières	<ul style="list-style-type: none"> Créée à la demande du Premier ministre pour encadrer la négociation des conventions minières (non encore effective à la date de ce rapport).
Brigade Nationale de Contrôle des Activités Minières	Chargée du contrôle du respect de la réglementation minière, de la supervision des chantiers, de la répression administrative, du suivi des engagements des opérateurs.
Ministère des Finances (MINFI)	À travers la DGI, la DGDDI et le Trésor, assure la collecte des recettes fiscales et parafiscales du secteur.
Ministère de l'Environnement, de l'Eau et de la Pêche	Valide les études d'impact environnemental et social pour les titres miniers ; veille à la conformité environnementale.

2.1.2.3. Cadre fiscal

(i) Régime fiscal

L'Article 336 du Code minier stipule que les entreprises opérant dans le secteur minier sont assujetties 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](#). Toutefois, les avantages prévus par le Code minier ne sont pas cumulables avec ceux prévus dans la Charte des investissements.

(ii) Impôts et taxes de droit commun

Les principaux droits et taxes de droit commun qui sont payés par les sociétés opérant dans le secteur minier sont :

- L'impôt direct sur les bénéficiaires ;
- L'Impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP) ;
- La taxe forfaitaire due par les employeurs ;
- La taxe d'apprentissage et de formation professionnelle ;
- La redevance statistique à l'importation ;
- Le droit de douane à l'importation ;
- Le prélèvement sur les plus-values de cession de titres miniers ; et
- La retenue à la source libératoire des sous-traitants.

(iii) Taxes spécifiques au secteur minier

En plus des impôts de droit commun, les sociétés minières sont soumises aux droits et taxes spécifiques prévus par le Code Minier qui se détaillent comme suit :

Taxe/Droit	Description
Droit fixe	La délivrance, le renouvellement et le transfert de titres miniers ou d'autorisations en vertu du Code Minier donnent lieu à la perception de droits fixes ;
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.
Redevances proportionnelles	Elles comprennent la redevance ad valorem , pour les substances des mines, et la taxe à l'extraction , pour les substances de carrières et rejets (Article 326). La liquidation des redevances proportionnelles est effectuée par les services compétents du ministre en charge des Mines et leur recouvrement par les agents du ministre en charge des Finances suivant des modalités déterminées par voie réglementaire.
Droit de forage	Le droit de forage est payé par l'exploitant de matériaux de construction par tonne extraite
Taxe sur la rente minière	Les titulaires de permis d'exploitation minière industrielle est assujetti à une taxe sur la rente minière (TRM) au taux de cinquante pour cent (50%). L'assiette de TRM est égale à la différence entre le chiffre d'affaires, d'une part et les charges d'exploitation compris la redevance, majorées de cinquante pour cent (50%) d'autre part.

Taxe/Droit	Description
Taxe forfaitaire	Les titulaires d'autorisation d'exploitation artisanale sont soumis à une taxation forfaitaire annuelle libératoire dont les montants et modalités de liquidation et recouvrement sont à préciser par la Loi des Finances
Redevance statistique	Les produits destinés à l'exportation sont soumis au paiement de la redevance statistique d'un taux de 2 % de la valeur de douane. Les autorisations d'exportation et de transit donnent lieu au paiement d'un droit fixe

(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 ; • 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 fiscale 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 centrée sur l'or, s'est intensifiée au Tchad depuis 2013, à la suite de découvertes aurifères dans le **Tibesti** et dans le **Fitri**. Cette activité est aujourd'hui largement informelle, faiblement mécanisée et géographiquement dispersée, bien que quelques exploitations plus organisées aient été observées, notamment dans le **Mayo Kebbi Ouest** et l'**Ennedi**.

Selon la Banque mondiale¹³, l'EMAPE représente l'essentiel de l'activité minière au Tchad, mais reste **non formalisée, peu encadrée**, et exposée à de nombreux **risques sociaux, économiques et environnementaux**. Le secteur est également confronté à des tensions liées à l'accès aux ressources, à une traçabilité limitée et à des impacts négatifs sur les communautés locales.

(ii) Cadre institutionnel

L'exploitation minière artisanale et à petite échelle (EMAPE) est encadrée par plusieurs institutions publiques chargées de la régulation, du suivi et de la commercialisation des produits issus de cette activité :

- **Ministère des Mines et du Pétrole (MMP)** : autorité de tutelle du secteur minier, il définit la politique nationale en matière de mines et supervise l'ensemble des acteurs institutionnels intervenant dans l'EMAPE.
- **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 Minière et de Contrôle (SONEMIC)** : société publique créée pour promouvoir le développement minier, elle intervient dans la structuration du secteur artisanal, l'organisation de l'exploitation, la surveillance des sites et la coordination des projets pilotes liés à l'orpaillage.

¹³ [Rapport](#) diagnostic du secteur minier, août 2023

- **Comptoir National de l'Or et des Métaux Précieux (CNOMP)** : créé par décret n° 0765/PR/MMDICPSP/2019 du 16 mai 2019, constitue une entité opérationnelle de l'ancienne SONAMIG. Il dispose d'une autonomie de gestion administrative et financière, sous la supervision du Directeur Général. Sa mission principale est l'achat et la vente exclusive de l'or et des métaux précieux issus de l'EMAPE. En 2022, le comptoir n'est pas opérationnel¹⁴.

(iii) Cadre juridique

L'EMAPE est encadrée par le **Code Minier de 2018**, notamment le **Titre VII**, qui couvre l'attribution des autorisations, les conditions d'exploitation et la commercialisation de l'or.

Autres textes applicables :

- **Arrêté n° 53/PR/PM/MMDICPSP/ISG/DGMC/DM/18** : interdit l'importation, la vente et l'usage du mercure dans les sites d'EMAPE.
- **Législation environnementale et du travail** : s'applique aux exploitants artisanaux.

Les orpailleurs doivent obtenir une **autorisation d'exploitation artisanale** délivrée par le Directeur des Mines et de la Géologie, valable **deux ans renouvelables**. L'autorisation précise la superficie et les conditions d'exploitation, et ne peut être octroyée qu'à des **personnes physiques de nationalité tchadienne**, individuellement ou en coopératives.

(iv) Cadre fiscal

Les exploitants artisanaux sont soumis à plusieurs obligations fiscales :

- **Impôt sur le revenu des personnes physiques (IRPP)** : applicable aux revenus tirés de l'activité minière.
- **Droit de sortie à l'exportation** : fixé à **0,5 % de la valeur de l'or exporté**, sur la base d'une valeur de référence de **18 750 FCFA/gramme** (depuis février 2022¹⁵).
- **Redevance statistique à l'export** : taux de **2 %**.
- **Exonérations** : les titulaires d'autorisations artisanales sont exemptés du paiement des **droits fixes** et des **redevances superficielles**.

Les exploitants miniers au Tchad, notamment les titulaires d'autorisation d'exploitation artisanale, sont soumis à diverses impositions et réglementations fiscales. Ils doivent payer l'impôt sur les personnes physiques pour les revenus issus de l'activité minière.

De plus, depuis février 2022, un droit de sortie à l'exportation de 0,5% sur l'or est appliqué, basé sur une valeur de référence de 18 750 FCFA par gramme. Ces exploitants sont également assujettis à une redevance statistique à l'export de 2%. Cependant, ils bénéficient d'une exemption du paiement des droits fixes et des redevances superficielles.

2.1.2.5. Réformes

Le secteur minier tchadien a connu plusieurs réformes depuis 2021, visant à renforcer la gouvernance institutionnelle, améliorer la gestion des recettes, encadrer l'exploitation artisanale et optimiser les mécanismes de commercialisation.

(i) Affectation des recettes minières

La **loi de finances 2021** a introduit une mesure de fléchage partiel des recettes issues de l'activité minière. À compter du 1er janvier 2021, **10 %** des recettes perçues au titre de la **taxe sur les granulats** et de la **taxe sur l'orpaillage**, collectées pour le compte du Trésor par SONEMIC (Ex-SONAMIG), sont affectées au financement de cette société. Les modalités précises de cette affectation doivent être définies par un arrêté du Ministre des Finances. À ce jour, cet arrêté n'a pas encore été défini, et les modalités précises de cette affectation restent donc à établir.

¹⁴ [World Bank Document](#)

¹⁵ Arrêté n° 023/PCMT/MFB/SG/DGDDI/2022 du 10 février 2022

(ii) Réforme de la Société nationale des mines et de la géologie (SONAMIG)

L'ordonnance n°005/PCMT/2022 du 31 août 2022, ratifiée par le Conseil national de transition, a restructuré la Société nationale des mines et de la géologie (SONAMIG), désormais appelée Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC).

Les principaux changements incluent :

- **Changement de nom** : SONAMIG devient SONEMIC.
- **Intégration de la Brigade Nationale de Contrôle des Activités Minières (BNCAM)** à la SONEMIC.
- **Nouvelles missions** : gestion directe de l'exploitation artisanale, des comptoirs d'achat/vente, du stockage et de l'exportation des produits miniers artisanaux.
- **Réaffectation des fonctions** :
 - La surveillance des carrières revient au ministère de tutelle ;
 - La participation à l'élaboration des plans d'impact environnemental est supprimée.
- **Financement** : assuré par des subventions de l'État, des dons, emprunts, autres ressources propres, et un prélèvement de 10 % sur les recettes minières collectées par la société¹⁶.

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

L'arrêté n°023/PCMT/MFB/SG/DGDDI/2022 du 10 février 2022 institue un droit de sortie de 0,5 % sur l'exportation définitive de l'or. Ce droit s'ajoute à la redevance statistique à l'export (2 %). Il est calculé sur la base d'une valeur de référence fixée à 18 750 FCFA par gramme.

(iv) 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.

Ce plan constitue une étape vers une meilleure gouvernance du sous-secteur artisanal.

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	Établit l'Autorité Indépendante de Lutte contre la Corruption (AILC)
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.

¹⁶ Arrêté n° 042/PR/PC/PM/ MFB/SG/DGSBI/2021 du 5 juillet 2021

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. Elle est chargée de la prévention, de l'investigation, de la répression de la corruption, et de la moralisation de la vie publique.
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)
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.
Direction Générale du Contrôle des Marchés Publics (DGCMP) & Autorité de Régulation des Marchés Publics (ARMP)	Contrôle et régulation des marchés publics (Décrets n°2417 et 2419/PR/PM/2015). Prévention des irrégularités dans la commande publique.

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 dissoute¹⁷ par le décret n°0014/PT/2022 du 20 octobre 2022, puis remplacée par la Haute Autorité de Lutte contre la Corruption (HALC)¹⁸, 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 affaires¹⁹.

Indice de Perception de la Corruption²⁰ : En 2024, le Tchad a enregistré une légère progression dans le classement de Transparency International, avec un score de 21/100, le plaçant 158e sur 180 pays (contre 19/100 et le rang 167 en 2022).

Plan national de développement - Vision 2030²¹ : 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 Biens²² : 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 Financière²³.

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) :** Désormais rattachée à la SONEMIC (Ord. n°005/PCMT/2022), elle est responsable du contrôle des opérations minières

¹⁷ [AGUIDE-MESSIE.pdf](#)

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

¹⁹ [Création de l'Autorité indépendante de lutte contre la corruption : Ngarassal Saham Jacques appelle les autorités à lui garantir son indépendance | Tchadinfos.com](#)

²⁰ [Corruption Perceptions Index 2024 - Transparency.org](#)

²¹ [Rapport-parallele-OTAC-UNCAC-Coalition-fevrier-2024-FR.pdf](#)

²² [Rapport-parallele-OTAC-UNCAC-Coalition-fevrier-2024-FR.pdf](#)

²³ [Rapport mondial 2024: Tchad | Human Rights Watch](#)

(titres, conventions, sécurité, conformité environnementale), de la lutte contre la fraude et les exportations illicites, et de la répression des infractions constatées.

➤ **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.
- **Collège de Contrôle et de Surveillance des Revenus Pétroliers (CCSRP)** : Conformément à la loi n°001/PR/1999, ce collège 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.

(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 [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 du GABAC ne couvre pas spécifiquement le secteur des hydrocarbures, plusieurs affaires relayées par les médias, encore en cours de vérification ou d'investigation, mettent en évidence des vulnérabilités potentielles en matière de gouvernance dans ce secteur. Celles-ci concernent notamment la **Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)**. L'une des affaires les plus commentées concerne des allégations de détournement de fonds en 2022, pour lesquelles les autorités ont indiqué avoir réussi à récupérer plus de 80 % des montants concernés²⁴.

(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 29 sociétés contactées, 03 ont répondu. Parmi elles :

- 03 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.

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'énergie²⁵ ;
- Une **production d'électricité quasi exclusivement thermique**²⁶ (99,4 % en 2022) ;
- Un **accès limité à l'électricité**²⁷ : 11 % au niveau national, avec des inégalités marquées entre zones urbaines (20 %) et rurales (<1 %) ;
- Un **potentiel renouvelable sous-exploité**²⁸ (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.

²⁴ Tchad : plus de 80% des fonds détournés de la SHT récupérés grâce à l'ANS

²⁵ Premier rapport biennal actualisé du Tchad

²⁶ Pacte national de l'énergie pour le Tchad

²⁷ Pacte national de l'énergie pour le Tchad

²⁸ Pacte national de l'énergie pour le Tchad

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 critiques**²⁹ :

- **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**.

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 ³⁰	- 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 CNPCIC (83,7 % du total torché)³¹.

²⁹ Rapport diagnostique du secteur minier

³⁰ Agriculture et l'Utilisation des Terres, Changement d'Affectation des Terres et Foresterie

³¹ [Note sur le secteur pétrolier - troisième trimestre 2022 - Ministère des Finances du Tchad, p. 4](#)

(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 actuels³²

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 sujet³³.

(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. Parmi elles :

- 01 a déclaré divulguer leurs émissions des GES;
- Aucune n'a fourni de lien public ou de document officiel permettant d'en vérifier le contenu ou l'accessibilité.

2.1.5 Tarification carbone

À ce jour, 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) 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

³² [tchad - projet d'appui à la gouvernance éco et au secteur extractif pasege - rapport devaluation de projet.pdf](#)

³³ [CDN ACTUALISEE DU TCHAD.pdf](#)

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.

(ii) Transparence des subventions énergétiques³⁴

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**.

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.

(iii) 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.

³⁴ Source : [Rapport](#) du FMI n° 23/7, décembre 2023

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 suit³⁵:

❖ 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.

³⁵ Article 10 du décret 10-796 PR/PM/MPE

❖ **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**

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)
Vérification		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. 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.

2.1.1.5. Octrois et transferts en 2022

D'après les informations initialement disponibles sur le [mini cadastre](#) pétrolier, **aucun nouveau contrat pétrolier n'a été octroyé** au cours de l'année 2022.

Toutefois, une analyse comparative des intérêts détenus par les contractants dans les contrats pétroliers entre 2021 et 2022 révèle un changement de contrôle significatif. En effet, les droits précédemment détenus par Glencore Finance (Bermuda) Ltd ont été repris par la société Perenco SA, ce qui constitue un transfert indirect de droits pétroliers.

Perenco a ainsi acquis les actifs pétroliers de Glencore au Tchad, devenant l'unique propriétaire de la société PetroChad Mangara (PCM). Cette acquisition comprend notamment les champs pétroliers de Mangara, Badila et Krim, situés dans le bassin de Doba³⁶.

Ces informations ont été **confirmées a posteriori** par une **lettre d'affirmation officielle** du ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie, datée du **28 avril 2025** (voir section 2.1.1.6 et annexe 2).

En revanche, le **contrat attribué en 2019 à la société EWAH INVESTORS LIMITED** a été **résilié en 2022** pour **non-respect de ses obligations contractuelles**, notamment le non-paiement du bonus de signature et des redevances superficielles, malgré une mise en demeure adressée le 29 octobre 2021.

Par ailleurs et en 2022, les participations précédemment détenues directement par l'État dans les consortiums OPIC et Petrochad Mangara (Krim) ont été transférées à la SHT, selon le cadastre pétrolier publié par l'ITIE Tchad.

2.1.1.6. Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

Dans le cadre de la mise en œuvre de la Norme ITIE, le HCN-ITIE a opté pour l'obtention d'une **lettre d'affirmation officielle** du **Ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie**, afin de confirmer l'**absence de déviations** par rapport aux procédures légales et réglementaires en matière d'octroi et de transfert de droits pétroliers pour l'année 2022.

Cette lettre, **datée du 28 avril 2025**, atteste que :

- Tous les octrois et transferts de contrats pétroliers effectués en 2022 sont **conformes au cadre juridique et réglementaire en vigueur** ;
- Un **changement de contrôle** est intervenu entre **Glencore Finance (Bermuda) Ltd** et **Perenco SA**, sans qu'aucune irrégularité n'ait été constatée dans le processus ;
- Aucun élément n'indique l'existence de **manquements ou de conflits d'intérêts** impliquant les agents publics ou les responsables ayant participé à ces procédures.

La **lettre d'affirmation** mentionnée figure en **annexe 2** du présent rapport.

³⁶ Note sur le secteur Pétrolier, troisième trimestre 2022, N°22

Toutefois, certaines clarifications restent attendues sur des aspects procéduraux spécifiques :

- L'arrêté ministériel formalisant l'approbation du transfert de droits entre Glencore et Perenco n'a pas été rendu public, ce qui ne permet pas de documenter pleinement la validation administrative du processus conformément aux dispositions de l'article 21 de la loi sur les hydrocarbures.
- De même, bien que l'article 21.7 prévoie l'application d'une taxe de 1 % sur la plus-value en cas de cession, aucun document ou justificatif relatif au paiement de cette taxe n'a pu être obtenu. Dans le cadre de la déclaration du Directeur Général du Contrôle des Titres et des Conventions Pétrolières (DGCTCP), aucune information n'a permis de confirmer si un versement a été effectué à ce titre. Cependant, l'examen des rapports mensuels de recettes fournis par la DGCTCP a révélé un paiement effectué par PERENCO au Trésor Public en mai 2022, d'un montant de 5 597 964 155 FCFA. Toutefois, l'origine et la nature de ce paiement ne sont pas clairement identifiées.

2.1.1.7. Consultation et Consentement des Communautés

(i) Cadre juridique et institutionnel

Les consultations communautaires dans le secteur extractif au Tchad sont encadrées par plusieurs textes juridiques et réglementaires, 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/MERH/SG/CACETALDE/2013 constitue une avancée notable en matière de transparence et d'inclusion dans la gestion environnementale des projets extractifs. Il précise les étapes et les responsabilités relatives aux consultations publiques, notamment dans le secteur pétrolier.

Déclenchement de la procédure :

- La décision d'organiser une consultation publique relève du **ministère chargé de l'environnement** après examen de la recevabilité du dossier.
- Une fois le projet jugé recevable, l'Administration dispose de **15 jours** pour statuer sur la nécessité de consultation.
- Si celle-ci est requise, elle doit être organisée dans un délai maximal de **3 mois**, pour une durée de **21 jours** (avec commissaire-enquêteur) ou **45 jours** (avec commission d'enquête).

Information du public :

- L'ouverture de la consultation est annoncée par **affichage dans les communes concernées**, et par des **publications dans les médias**, y compris en langues locales si nécessaire.
- L'annonce doit mentionner l'objet, la durée, la période et les lieux de consultation.

Déroulement de la consultation :

1. **Phase préparatoire** : organisation logistique, rencontres avec les parties prenantes.
2. **Réunions publiques** :
 - Une première phase d'information, durant laquelle le promoteur présente le projet ;
 - Une seconde phase d'argumentation, où les participants formulent leurs observations.

3. **Rapport final** : rédigé par le commissaire-enquêteur ou la commission, ce rapport synthétise les avis recueillis et formule des recommandations.

(iii) Divulgarion des résultats

L'arrêté ne prévoit pas d'obligation explicite de publier les **données quantitatives ou qualitatives issues des consultations**, comme le nombre de participants ou le détail des commentaires reçus.

Néanmoins, les documents liés à l'EIES (dont la **notice d'impact environnemental**) doivent être rendus accessibles au public, notamment **dans les mairies ou préfectures**. Ces documents peuvent également être consultés lors des réunions publiques organisées à cette fin.

(iv) Divulgarion des données pour 2022

Dans le cadre du rapport ITIE 2022, les sociétés extractives et le Ministère de l'environnement ont été invités à **fournir des informations sur les consultations communautaires menées**, via le formulaire de déclaration. **Aucune société n'a communiqué de données** à ce sujet.

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.

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 transferts 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	<p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identification complète du requérant (personne physique ou morale) ; • Désignation des substances minérales concernées ; • Programme général des travaux envisagés pendant la période de validité. <p>Documents d'évaluation technique :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Procédure d'attribution :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 ;

Type	Attribution
	<ul style="list-style-type: none"> • Résultats et interprétations des levés géochimiques et géophysiques ; • Pouvoirs de signature et documents juridiques autorisant la demande. <p>Procédure d'attribution :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 semi industrielle	<p>Documents d'identification générale :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Justification complète du requérant ; • Coordonnées géographiques du périmètre sollicité ; • 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). <p>Documents d'évaluation des capacités techniques et financières :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Justification des capacités techniques du requérant ; • Justification des capacités financières du requérant. <p><i>Remarque : le décret ne détaille pas le contenu de cette justification, mais l'exigence est explicitement mentionnée.</i></p> <p>Documents techniques du projet :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rapport détaillé des résultats de recherche (nature, qualité, volume, situation géographique des substances découvertes) ; • Étude de faisabilité du projet. <p>Engagements réglementaires :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Engagement du demandeur à attribuer gratuitement à l'État une participation dans le capital de la société. <p>Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>Documents généraux :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Documents d'évaluation des capacités techniques et financières :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Justificatifs des capacités techniques du requérant ; • Justificatifs des capacités financières du requérant. <p><i>Remarque : le décret ne détaille pas le contenu de cette justification, mais l'exigence est explicitement mentionnée.</i></p> <p>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.</p>
Autorisation d'exploitation des rejets	<p>Documents requis : La réglementation ne précise pas de manière détaillée les documents à fournir pour l'obtention de cette autorisation.</p> <p>Documents d'évaluation technique et financière :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Non précisés dans la réglementation actuelle. • L'autorisation est accordée en priorité aux nationaux tchadiens. <p>Autorité compétente / Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Arrêté du Ministre en charge des Mines. • Modalités précises à définir par voie réglementaire.
Autorisation d'exploitation de carrière artisanale	<p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La réglementation ne précise pas de manière détaillée les documents à fournir pour l'obtention de cette autorisation. <p>Documents d'évaluation technique et financière :</p>

Type	Attribution
Autorisation d'exploitation industrielle de carrière temporaire	<ul style="list-style-type: none"> • Non précisés dans la réglementation actuelle. <p>Autorité compétente / Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Cette autorisation est octroyée par arrêté du Ministre en charge des Mines, sur proposition du Directeur en charge des Mines. <p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Documents d'évaluation technique et financière :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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). <p>Autorité compétente / Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Justification complète du requérant ; • Justification des capacités techniques et financières du requérant ; • Indication des substances de carrières concernées ; • Étude de faisabilité du projet. <p>Documents d'évaluation technique et financière :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Autorité compétente / Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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	<p>Documents requis :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Identification complète du requérant (personne physique de nationalité tchadienne) ; • Indication des substances de mines concernées ; • Engagement écrit du requérant : <ul style="list-style-type: none"> ○ À commercialiser sa production via les comptoirs agréés ; ○ À respecter la réglementation en matière d'environnement, d'hygiène et de sécurité. <p>Documents d'évaluation technique et financière :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>Autorité compétente / Procédure :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 suivantes³⁷ :

- 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.

³⁷ Article 216 du nouveau Code Minier

- 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 2022

Les informations disponibles dans le cadastre minier en ligne publié sur le site de l'ITIE Tchad indiquent qu'un total de **71 titres et autorisations minières** ont été attribués au cours de l'année.

La répartition par type de titre ou autorisation se présente comme suit :

Titres miniers/Autorisations Minières	Cadastre minier ³⁸
Permis d'Exploitation Industrielle.	8
Permis de Recherche	16
Autorisation de Prospection	5
Autorisation d'Exploitation des Rejets	3
Autorisation d'Exploitation des Carrière Artisanale	12
Autorisation d'Exploitation Industrielle de Carrière Temporaire	10
Autorisation l'Exploitation Industrielle de Carrière Permanente	3
Autorisation d'Exploitation Artisanale des Substances de Mines et Commercialisation des Produits Extra	14
Total	71

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

Toutefois, l'analyse des informations transmises par la DGTM a révélé l'existence de titres miniers accordés en 2022 qui ne figurent pas dans le cadastre minier. Le détail de ces octrois est présenté ci-après :

N°	Sociétés	Nbre et Type d'Acte	Minerai	Référence	Date du Signature	Validité et zone de Rech
1	ABOU ARAFAT ET FILS	Permis de Recherche	Or	Arrêté N° 009/PCMT/PMT/MMG/SG/D GTM/DMG/SRGMM/2022	07/01/2022	4ans : 2022-2026 GUERA (koulia)
2	AKBAR TUBE	Permis de Recherche	Or	Arrêté N° 074/PCMT/PMT/MMG/SG/D GTM/DMG/SRGMM/2022	05/06/2022	4ans : 2022-2026 Sila (Dileb)
3	ADOUM IBET	Permis de Recherche	Or	Arrêté N° 100/PCMT/PMT/MMG/SG/D GG/DRG/SRGMM/2022	01/12/2022	4ans : 2022-2026 Tibesti
4	BABCO	Autorisation de prospection	Or	Arrêté N° 120/PT/PMT/MMG/SG/DGG /DRG/SRGMM/2022	30/11/2022	1 an : 2022-2023 Guera(Bolong)
5	AB-DERWE	Autorisation de prospection	Or	Arrêté N° 136/PT/PMT/MMG/SG/DGG /DRG/SRGMM/2022	19/12/2022	1 an : 2022-2023 Guera (Mongo)

S'agissant des transferts, la DGTM a confirmé dans sa lettre du 30 avril 2025 (voir annexe 4) qu'aucun transfert de titres ou d'autorisations minières n'a été effectué au cours de l'année 2022.

³⁸ <https://www.itie-tchad.mbn.tn/menu/>

2.2.2.7. Déviations par rapport au cadre légal et réglementaire

a) Confirmation officielle de conformité

Pour l'année 2022, le HCN-ITIE a sollicité une lettre d'affirmation auprès de la Direction Générale des Titres Miniers (DGTM) afin de vérifier la conformité des procédures d'octroi et de transfert de titres miniers au cadre légal et réglementaire en vigueur.

Dans sa lettre datée du 30 avril 2025, le Ministère du Pétrole, des Mines et de la Géologie a confirmé que les octrois de permis et d'autorisations minières effectués en 2022 ont suivi la procédure du « premier venu, premier servi », telle que définie par le Code minier de 2018 et son décret d'application. Selon la même lettre, aucune irrégularité n'a été signalée concernant les procédures d'octroi ou de transfert susceptibles d'affecter leur conformité au regard de la législation minière applicable.

La lettre d'affirmation est jointe en annexe 4 du présent rapport.

b) Analyse des actes d'octroi des PEI en 2022

L'analyse des **permis d'exploitation industrielle (PEI)** délivrés en 2022 montre que ces derniers ont été **octroyés par arrêté ministériel**, sur proposition du **Directeur Général Technique des Mines**.

Or, l'**article 110 du Code minier de 2018** prévoit que le permis d'exploitation industrielle doit être accordé : « *Par décret pris en Conseil des ministres, sur proposition du Ministre chargé des Mines, après avis conforme de la Commission Nationale des Mines.* »

Cette modalité d'octroi constatée ne correspond donc pas pleinement à la procédure prévue par la législation minière en vigueur.

c) Titres concernés

Les permis concernés sont répertoriés dans le tableau suivant³⁹ :

Société	Substance	Référence de l'arrêté	Durée (années)
SOGEM Groupe GMIA	Or	Arrêté n°064 portant octroi d'un permis d'exploitation d'or à SOGEM	20
MIREDEX	Or	Arrêté n°065 portant octroi d'un permis d'exploitation d'or à la société MIREDEX	20
MIREDEX	Or	Arrêté n°066 portant octroi d'un permis d'exploitation industrielle d'or à MIREDEX	20
SOGEM Groupe GMIA	Pierres précieuses	Arrêté n°088 portant octroi d'un permis d'exploitation de pierres précieuses à SOGEM	20
MIREDEX	Pierres précieuses	Arrêté n°093 portant octroi d'un permis d'exploitation de pierres précieuses à MIREDEX	20
GROUP MINERALS GMIA	Pierres précieuses	Arrêté n°094 portant octroi d'un permis d'exploitation de pierres précieuses à GMIA	20
GROUP MINERALS GMIA	Pierres précieuses	Arrêté n°095 portant octroi d'un permis d'exploitation de pierres précieuses à GMIA	20
MIREDEX	Pierres précieuses	Arrêté n°092 portant octroi d'un permis d'exploitation de pierres précieuses à MIREDEX	20

d) Durée des permis et contexte juridique

Il convient de souligner que la **durée de 20 ans** attribuée à ces permis est conforme à l'**article 109 du Code minier de 2018**, qui fixe cette durée pour les permis d'exploitation industrielle.

Cependant, ces permis semblent découler de **permis de recherche délivrés sous l'ancien Code minier de 1955**, lequel prévoyait un octroi des PEI par **arrêté ministériel** et une **durée de 25 ans**.

À cet égard, l'**article 426 du Code minier de 2018** précise : « *Les titulaires de conventions minières conclues antérieurement à la date d'entrée en vigueur du présent Code demeurent soumis aux stipulations contenues dans lesdites conventions pendant toute la durée de leur validité.* »

³⁹ Source : Cadastre minier

Cette disposition pourrait laisser penser que certaines conditions des anciens régimes peuvent être maintenues. Toutefois, cette interprétation ne s'applique **pas aux modalités d'octroi**, qui sont régies par le cadre législatif et réglementaire, et non par les conventions minières.

e) Conclusion

Ainsi, même dans un contexte transitoire, l'acte d'octroi d'un permis d'exploitation industrielle doit se conformer aux **dispositions procédurales actuelles**, à savoir un **décret pris en Conseil des ministres**, conformément à l'article 110 du Code minier. Le recours à un **arrêté ministériel** ne paraît donc **pas conforme** aux exigences prévues par le cadre légal en vigueur.

2.2.2.8. Consultation et Consentement des Communautés⁴⁰

(i) Cadre juridique et institutionnel

Les dispositions relatives aux consultations des communautés dans le secteur minier relèvent des mêmes textes de référence que ceux applicables au secteur pétrolier, notamment :

- la Loi n° 014/PR/98 relative à la protection de l'environnement,
- le Décret n° 630/PR/PM/MERH/2010 encadrant les études d'impact environnemental,
- l'Arrêté n° 041/MERH/SG/CACETALDE/2013 sur les consultations publiques,
- et l'Arrêté n° 039/PR/PM/MERH/SG/DGE/DEELCPN/2012 relatif au guide de réalisation des EIES.

Le **Ministère de l'Environnement**, via la DEELCPN, reste l'autorité compétente pour le suivi des EIES et des consultations associées.

(ii) Modalités et exigences spécifiques 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.

Les promoteurs miniers sont également tenus d'effectuer des **consultations publiques** avant le début des travaux. Ces consultations doivent respecter les modalités fixées par l'arrêté n°041 précité, à savoir l'organisation de réunions publiques, la publicité préalable par voie d'affichage et la mise à disposition des documents dans les communes concernées.

(i) Divulgarion des données

Pour l'année 2022, le **Ministère de l'Environnement** a été invité à fournir des informations sur les consultations communautaires réalisées via les formulaires de déclaration ITIE. **Aucune information n'a toutefois été rapportée**, ce qui ne permet pas d'évaluer l'effectivité de ces consultations dans le cadre des projets miniers attribués cette année-là.

⁴⁰ Rapport diagnostique du secteur minier

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 minier (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	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Définie par arrêté	Permis d'exploitation minière semi-industrielle	Ne peut être octroyée que dans les zones d'exploitation artisanale

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
	avec un droit minier exclusif				et industrielle	
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
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	159
Permis de Recherche	103
Autorisation de Prospection	30
Permis d'Exploitation Industrielle...	25
Autorisation d'Exploitation des Rejets	19
Autorisation d'Exploitation Industrielle de Carrière Temporaire	17
Autorisation d'Exploitation des Carrière Artisanale	12
Autorisation l'Exploitation Industrielle de Carrière Permanente	11
Permis d'Exploitation semi-Industrielle...	5
Total	381

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) 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 :

Nature sur le registre	Type (octroi/stock)	Date	Société	Substance	Référence de l’acte d’octroi
PR	Stock	24/06/2019	SOGEM S.A	Pierres précieuses	ARRETE n°099 portant octroi d’un permis de recherche à SOGEM
PR	Stock	19/04/2024	HASSASSI	Or	ARRETE n°050 de 2024
PR	Octroi	10/10/2022	TARSO MINING	Or	ARRETE n°102 portant octroi d’un permis de recherche
AEI carrière perm.	Octroi	03/06/2022	CIMAF	Calcaire	ARRETE n°070 portant renouvellement
AEI carrière perm.	Stock	10/03/2020	CHAD CONSTRUCTION & MATERIALS	Calcaire	ARRETE n°057 de 2020
PR	Stock	20/09/2023	CAM INVESTMENT GROUP	Graphite	ARRETE n°134 portant octroi d’un permis de recherche
PESI	Stock	17/05/2024	HUIBO International Mining	Or	ARRETE n°051 portant octroi d’un permis d’exploitation semi-industrielle

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.

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 regroupe^{41,42} :

⁴¹ <http://www.itie-tchad.mbn.tn/menu/>

⁴² <https://observatoire.td/mini-cadastre-petrolier.php>

- 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 de 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 l'empire du 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.

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, **17 conventions minières** sont publiées sur le site⁴³ de l'ITIE-Tchad. Elles couvrent principalement des projets liés à l'or et aux granulats. Le tableau ci-dessous présente les conventions disponibles :

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

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** : Aucun permis d'exploitation minière industrielle (PEI) actif ne figure dans le cadastre minier communiqué comme ayant été attribué sur la base d'un permis de recherche délivré après l'entrée en vigueur du Code 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.

⁴³ <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

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 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 2022, 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 toutes les sociétés pétrolières figurant dans le périmètre de déclaration ITIE 2022. 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 2022 :

- **Une seule société, UNITED HYDROCARBON CHAD (UHC)**, a fourni une déclaration complète. Elle a identifié DELONEX ENERGY comme société mère, avec une désignation explicite du bénéficiaire effectif.
- **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
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 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 (notamment via l'accord avec Glencore en 2014),
- ou des accords de financement adossés à la production.

Ces participations sont généralement exercées via la SHT ou la SHT PCCL.

❖ Détail des participations actives en 2022

Le tableau ci-dessous présente les participations effectives détenues par l'État (via SHT ou SHT PCCL) dans les concessions pétrolières au 31 décembre 2022 :

Tableau 27 Participations de l'Etat dans les contrats pétroliers en 2022⁴⁴

Consortium/ Operateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2021	2022	Commentaires
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 1988	SHT PCCL	25%	25%	Participation de 25 %
	<i>Concession d'Exploitation de Bolobo</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Miandoum</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation, Mangara</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Nya</i>	SHT PCCL	25%	25%	
	<i>Concession d'Exploitation de Moundouli</i>	SHT PCCL	25%	25%	
Consortium ESSO, Petronas et SHT	Convention 2004	SHT PCCL	25%	25%	Participation de 25 % acheté
	Concession d'exploitation de Maikiri	SHT PCCL	25%	25%	
	Concession d'exploitation de Timbré	SHT PCCL	25%	25%	
Consortium CNPC	Convention 1999	SHT	10%	10%	Participation de 10% acheté en 2017
	<i>Concession d'Exploitation, Rônier</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Mimosa</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Prosopis</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Baobab</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Raphia</i>	SHT	10%	10%	
	<i>Concession d'Exploitation, Daniela</i>	SHT	10%	10%	
<i>Concession d'Exploitation, Lanea</i>	SHT	10%	10%		

⁴⁴ Cadastre Pétrolier / Déclaration SHT 2022

Consortium/ Operateur	Contrat pétrolier/Titre	Détenteur	2021	2022	Commentaires
Consortium CNPC	<i>CPP 2014</i>	SHT	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE RONIER. S</i>	SHT	25%	25%	
	<i>AEE PHOENIX. S</i>	SHT	25%	25%	
	<i>AEE MIMOSA. S</i>	SHT	25%	25%	
	<i>AEE DELO</i>	SHT	25%	25%	
	<i>AEE BAOBAB CII</i>	SHT	25%	25%	
	<i>AEE BAOBAB CIII</i>	SHT	25%	25%	
Consortium OPIC*	Convention 2006	Etat	-	-	Participation de 30% dans toute concession d'exploitation accordée
	<i>Concession d'Exploitation, ORYX</i>	SHT	30%	30%	
GRIFFITHS ENERGY CHAD LTD	CPP 2011	Etat			Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>-AEE KIBEA</i>	SHT	25%	25%	
Petrochad Mangara (*)	CPP 2011	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
	<i>AEE Mangara</i>	SHT	15%	15%	
	<i>AEE Badila</i>	SHT	15%	15%	
	<i>AEE KRIM</i>	SHT	25%	25%	
Global Petroleum	CPP 2011	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE
UNITED HYDRROCARBO 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
EWAAH INVESTORS LIMITED	CPP 2019	Etat	-	-	Option de participation jusqu'à 25% lors de l'octroi des AEE

(*) Remarque : En 2022, les participations précédemment détenues directement par l'État dans les consortiums OPIC et Petrochad Mangara (Krim) ont été transférées à la SHT, selon le cadastre pétrolier publié par l'ITIE Tchad.

❖ Modalités financières et impacts budgétaires

Toutes les participations exercées dans les **concessions d'exploitation** ou les **Autorisations Exclusives d'Exploitation (AEE)** sont contributives : la SHT prend en charge, à hauteur de son pourcentage, les **coûts pétroliers** à partir de la date d'exercice de l'option. Ces coûts sont ensuite remboursés à même la part de production revenant à la SHT, dite *Interest Oil*, après déduction :

- de la **redevance sur production**,
- des **coûts pétroliers** du contractant,
- et des éventuels **remboursements dus au titre de la participation**.

Toutefois, les données communiquées ne permettent pas de vérifier si ces participations sont réellement financées par l'État (via des avances budgétaires ou financements directs), ou si elles sont portées temporairement par l'opérateur conformément à des clauses de "carry" (portage). Le pourcentage de portage, s'il existe, n'a pas été communiqué.

❖ Traitement budgétaire différencié selon les entités

- Les **revenus liés aux participations détenues par la SHT** sont versés au Trésor, après prélèvement des coûts, notamment sur un **compte séquestre logé à la Citibank**.
- En revanche, les **revenus issus des participations portées par SHT PCCL** sont comptabilisés dans les états financiers de la succursale, et ne transitent pas par le budget national.

Les volumes perçus en nature au titre de ces participations sont détaillés en [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 2022 :

Tableau 28 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés opérant dans le secteur des hydrocarbures au 31 décembre 2022

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en FCFA	2021 ⁴⁵	2022 ⁴⁶	Remarque
SHT	Tchad	1 500 000 000	100%	100%	Société nationale - entièrement détenue par l'État
SRN (Raffinerie)	Tchad	4 000 000	40%	40%	Raffinerie de N'Djaména (en partenariat 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, sans détail fourni
PetroChad Transportation Company (PCT)	Tchad		24,54%	24,54%	Transport de brut depuis les champs de Mangara et Badila

⁴⁵ Source : Rapport ITIE 2021

⁴⁶ Source : Déclaration SHT 2022

Sources et limites de l'information

Les données figurant dans ce tableau proviennent principalement des **déclarations transmises par la SHT**.

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 une déclaration ITIE. Toutefois, il convient de noter que, selon les **rapports mensuels de recettes publiques du mois de mai**, publiés par la DGTCP, des **dividendes ont été effectivement perçus** par l'État au titre de ses participations dans les sociétés TOTCO et COTCO, à hauteur de :

- 137 695 327 F CFA au titre des dividendes TOTCO ;
- 1 674 104 076 F CFA au titre des dividendes 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. Cette information n'a jamais été confirmée dans les rapports ITIE antérieurs, et **aucune donnée officielle sur la nature, le montant ou les revenus associés à cette participation n'a été communiquée à ce jour**.

(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 2022 :

Tableau 29 Situation des participations financières de la SHT en 2022

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en millions FCFA	2021 ⁴⁷	2022 ⁴⁸
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%
SHT Overseas Pipeline Cameroon Limited (Bahamas) (*)	BAHAMAS	27 805,4	-	100%
Tchad Oil-SA	Tchad	22,5	45%	50%
Petrochad Transportation Company	Tchad	-	2,32%	2,32%
SOTRADA (Traitement déchets Pétroliers)	Tchad	1 126,4	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,	Tchad	150,0	NC	45%
Société Tchadienne de Dépôts Pétroliers (STDP)	Tchad	55,0	55%	55%
Société 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%
Groupement d'Intérêt Economique- Société Tchad Cameroun (GIE-STC) (activités non démarrées)	Tchad	4,5	45%	45%

NC Non communiqué

⁴⁷ Source : Rapport ITIE 2021

⁴⁸ Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2022

Conditions rattachées aux participations

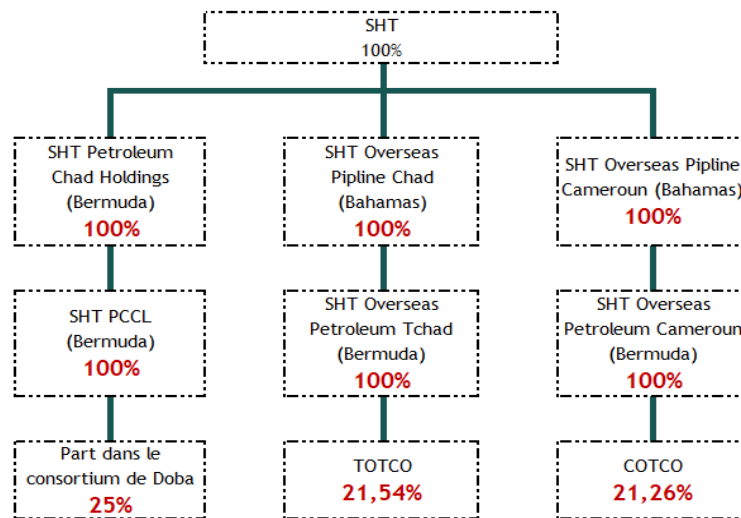
Toutes les participations mentionnées ci-dessus prennent la forme **d'actions ordinaires**, conférant à l'État des **droits de vote** ainsi qu'un **droit aux dividendes**. En contrepartie, ces participations impliquent également une **obligation de contribuer aux coûts d'exploitation, au prorata du pourcentage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

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 EEPCI (Esso/ExxonMobil) ;
- TOTCO : participation de **21,54 %** ;
- COTCO : participation de **21,26 %**.

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 2020⁴⁹ sans mention officielle de transfert à l'État ;
- Les états financiers de SHT PCCL (2022) présentent la société comme une succursale, sans mention de la société mère ;
- Les participations dans TOTCO et COTCO sont déclarées comme détenues par SHT PCCL alors que les sociétés SHT Overseas Pipeline Chad Ltd et Cameroon Ltd figurent toujours dans les actifs de la SHT, ce qui crée une incohérence comptable avec le transfert supposé à SHT PCCL.
- Une autre incohérence concerne Tchad Oil-SA, dont la participation passe de 45 % à 50 % entre 2021 et 2022 sans documentation de transaction.

⁴⁹ Source : DSF-SHT pour l'exercice clos au 31 décembre 2020

(iv) Participations des filiales de SHT

Dénomination Sociale	Localisation	Montant apport en millions FCFA	2021 ⁵⁰	2022 ⁵¹
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%

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.

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 Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT) et la SHT PCCL, 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

Le cadre juridique, comptable et de gouvernance de la société se résume comme suit :

Cadre juridique	<ul style="list-style-type: none"> Loi n° 27/PR/2006 portant création de la SHT Ordonnance n° 001/PR/2017 modifiant la loi de 2006 Décret n° 307/PR/2017 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 de la Présidence de la République du Tchad depuis le 11 avril 2017, selon le Décret N° 307 /PR/2017 Auparavant, elle relevait du Ministère en charge des hydrocarbures.
Capital	1,5 milliard FCFA, détenu à 100 % par l'État tchadien. Capital entièrement libéré. La SHT exerce ses activités dans l'ensemble de la chaîne de valeur des hydrocarbures. Ses principales missions incluent :
Mandat	<ul style="list-style-type: none"> 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.

⁵⁰ Source : Rapport ITIE 2021

⁵¹ Déclaration ITIE SHT 2022 et DSF de la SHT 2022

<p>Financement, subventions et transferts de l'Etat⁵²</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
<p>Composition et nomination du Conseil d'administration</p>	<p>Conformément à l'article 8 du décret n° 307/PR/2017 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Le Conseil d'administration (CA) est composé de cinq membres : <ul style="list-style-type: none"> - 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, ce qui est contraire aux bonnes pratiques recommandées par l'ITIE. • 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.
<p>Assemblée générale</p>	<p>En tant qu'actionnaire unique, l'État est représenté à l'Assemblée générale par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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). <p>Toutes les décisions sont prises à l'unanimité.</p>
<p>Fiscalité</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
<p>Distribution des résultats et rétention des bénéfices⁵³</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
<p>Prise de décisions financières et investissements⁵⁴</p>	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
<p>Arrêté et audit des comptes</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les comptes annuels sont arrêtés par le Conseil d'administration et certifiés par un commissaire aux comptes agréé CEMAC. • Aucune publication des états financiers, rapports d'audit ou rapports d'activité n'est assurée, malgré les enjeux stratégiques de la société.
<p>Suivi de la situation financière</p>	<p>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..</p>
<p>Passation des marchés</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Les marchés et contrats pétroliers de la SHT ne sont pas soumis au Code des marchés publics.

⁵² Article 30 du Décret

⁵³ Article 28 Décret du Décret N° 307/PR/2017

⁵⁴ Article 18 du Décret du Décret N° 307/PR/2017

	<ul style="list-style-type: none"> Ils sont régis par des procédures internes, approuvées par le Conseil d'administration. Aucune politique de publication, de mise en concurrence ni de contrôle n'est publiée
Code de conduite et dispositif anticorruption	<ul style="list-style-type: none"> À ce jour, aucun code de conduite, charte éthique ou politique anticorruption n'a été adopté ou publié. Il n'existe pas non plus 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 2021 et 2022 se présentent comme suit :

Indicateurs financiers	2021 (en milliards de FCFA)	2022 (en milliards de FCFA)	Variation en %
Résultat d'exploitation (a)	52,50	61,35 (*)	16,86%
Résultat Net (b)	60,71	73,19	20,56%
Chiffres d'affaires	12,31	20,67	67,91%
Capitaux Propres (c)	552,99	568,10	2,73%
Emprunts et dettes financières (d)	33,55	24,78	-26,14%
Trésorerie disponible fin de période	- 1,75	-3,36	-92,00%
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	3,03	16,05	429,70%
Flux de trésorerie des activités d'investissement	- 3,52	- 8,87	151,99%
Flux de trésorerie des activités de financement	-	- 8,79	-100,00%
Distribution de dividendes/Transferts à l'État	-	-	-
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	8,95%	10,35%	15,61%
Rentabilité financière [(b)/(c)]	10,98%	12,88%	17,35%

(*) Dont 61,54 milliards FCFA relatifs à une Reprises d'amortissements, provisions et dépréciations

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

En 2022, la SHT a dégagé un **résultat net de 73,19 milliards FCFA**, en hausse de 20,6 % par rapport à 2021. Toutefois, **aucune distribution de dividendes ni transfert au budget de l'État** n'a été effectué. L'intégralité du résultat a été **retenue en réserves**, sans qu'une décision formalisée d'affectation ou une justification budgétaire ne soit communiquée.

Conformément à l'exigence **2.6(b) de la Norme ITIE**, toute rétention de bénéfices par une entreprise publique devrait être **documentée** et accompagnée d'une **explication publique**, en particulier lorsqu'aucune politique de distribution n'existe.

❖ Contraintes de trésorerie justifiant partiellement l'absence de distribution

Malgré une forte rentabilité financière (12,88 %) et des flux opérationnels positifs (+16,05 milliards FCFA), la SHT présentait en fin 2022 une **trésorerie nette négative de -3,36 milliards FCFA**, aggravée par des sorties importantes liées au remboursement de dettes.

Dans ce contexte, le **non-versement de dividendes peut être techniquement justifié** par des impératifs de liquidité. Toutefois, cette décision **devrait être explicitement motivée** et reflétée dans une politique de gestion financière publique, ce qui n'est pas le cas.

❖ Réinvestissement modéré et absence de stratégie d'allocation

En 2022, la SHT a engagé **8,87 milliards FCFA** au titre des **investissements**, soit environ **12,1 % du bénéfice net** de l'exercice. Ce niveau de réinvestissement est **relativement modeste**, eu égard à la rentabilité de la société. Aucune information n'a été fournie sur la **nature des projets financés** ni sur leur alignement avec une **stratégie d'investissement pluriannuelle**.

Ces investissements ont été financés par des fonds propres, en l'absence de nouvel endettement externe. Cela est confirmé par la combinaison :

- d'un flux de trésorerie d'exploitation positif (+16,05 milliards FCFA), reflétant la capacité interne de génération de liquidités, et
 - de l'absence d'emprunts nouveaux (flux de financement net négatif).
- ❖ Manque de consolidation des flux avec les filiales

La SHT ne publie pas de comptes consolidés couvrant ses filiales stratégiques (SHT Overseas Pipeline Chad Ltd, etc.), ni les flux intra-groupes. Cette absence de traçabilité inter-entreprises publiques empêche une évaluation complète des flux financiers revenant à l'État.

(iii) Transactions entre l'Etat et la SHT

es 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 ⁵⁵
Transferts et financements reçus de l'Etat		
(a) Subvention d'investissement	NC	55,4 milliards FCFA-
(b) Commission sur commercialisation part Etat	2,9 milliards FCFA	2,9 milliards FCFA
(c) Garanties	NC	-
(d) Subvention d'exploitation	NC	-
(e) Prêts et avances reçus	NC	28,2 milliards de FCFA
Transferts au profit de l'Etat		
(f) Prêts et avances	NC	36,6 milliards de FCFA
(g) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans les contrats pétroliers	NC	260,7 millions USD
(h) Fiscalité	NC	0,7 milliards FCFA
(i) Dividendes	NC	-
(j) Dépenses quasi budgétaires	NC	-
<i>Prestation de services non commerciaux</i>	NC	-
<i>Financement Infrastructures publiques et dépenses sociales</i>	NC	-
<i>Subventions de l'Energie</i>	NC	256,5 millions USD
<i>Amortissement/Service de la dette publique (*)</i>	NC	356,77 millions USD
<i>Bonification</i>	NC	-
<i>Dépenses sociales</i>	NC	0,07 milliards FCFA

(*) voir détail au niveau de la section 4.3.2

(a) Subvention d'investissement

Les états financiers de la SHT pour 2022 font état d'une reprise annuelle de subvention d'investissement de 55,4 milliards FCFA. Le solde net comptable de cette subvention s'élève à 55 milliards FCFA au 31 décembre 2022, contre 110,4 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. »

⁵⁵ DSF-SHT pour l'exercice clos au 31 décembre 2022 sauf indication contraire

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 SHT perçoit une **commission** sur la valeur du pétrole brut commercialisé pour le compte de l'État, à l'export comme sur le marché local. Cette rémunération est calculée **après déduction des cash calls et des coûts de transport**. Le pourcentage de la commission n'a pas été communiqué.

Pour l'exercice 2022, la SHT a déclaré avoir perçu une commission de **4,8 millions USD**, soit environ **2,98 milliards FCFA**.

(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**.

L'**absence de rapportage formel et actualisé des participations de l'État dans les entreprises extractives n'a pas permis de clarifier cette situation**, ni de confirmer si la détention a été transférée à l'État, à une autre entité publique, ou si elle reste en dehors du périmètre consolidé de l'État.

(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 2022. 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.

(e) Prêts et avances reçus de l'Etat

L'analyse des **états financiers 2022** de la SHT fait apparaître l'existence de **dettes envers l'État** ou apparentées, réparties comme suit :

	2021 (en milliards de FCFA)	2022 (en milliards de FCFA)	Variation (en milliards de FCFA)	Encours > 2 ans
Dettes longs termes -Avances reçues de Etat	33,6	22,6	-11,0	22,6
Dettes à court terme - Associés, compte courant	24,5	28,2	+3,7	28,2
Total	58,1	50,8	-7,3	58,9

Remboursement net en 2022

- L'encours global des dettes diminue de **7,3 milliards FCFA**, ce qui correspond à un **remboursement net**, principalement sur les **avances de long terme**.
- Cela confirme que la SHT a **effectué des reversements effectifs** au Trésor public au cours de l'exercice.

Antériorité des dettes

- L'ensemble de l'encours à fin 2022 (soit 50,8 milliards FCFA) est **ancien**, et classé comme ayant une **durée supérieure à deux ans**.
- Cette situation **suggère une absence de mécanisme de refinancement actif** ou une structure de dette non renégociée depuis plusieurs exercices.

Divulgence des données

Aucune information n'a été fournie par la SHT sur :

- Les **modalités de remboursement** : échéances, taux d'intérêt, garanties éventuelles.
- La **destination initiale** des financements reçus (investissements, couverture de déficit d'exploitation, appui à la dette Glencore, etc.).

(f) Prêts et avances accordés 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 2022** de la société fait apparaître plusieurs éléments laissant présumer l'existence de **créances à caractère budgétaire**, partiellement compensées par des dettes fiscales.

	2021 (en milliards de FCFA)	2022 (en milliards de FCFA)	Variation (en milliards de FCFA)
Etat et collectivités publique	4,62	4,52	-0,1

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 2022.

(g) Transferts au titre de la commercialisation des parts de l'Etat dans 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.

❖ **Volumes commercialisés et recettes brutes**

Indicateurs	2022
Volume total de production revenant à l'État (redevances en nature)	13 555 972 barils
Volume commercialisé par la SHT	12 540 933 barils
Valeur brute des ventes	990,9 millions USD

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

❖ **Affectation des recettes brutes (compte Citibank)**

Les **recettes issues des ventes** sont affectées prioritairement à :

- Le **remboursement de la dette Glencore**, issue de l'accord de prépaiement restructuré en 2018
- La **quote-part de l'État dans les coûts de transport**, facturés par TOTCO et COTCO ;
- La **quote-part de l'État dans les coûts pétroliers partagés**, refacturés par les opérateurs.

❖ **Analyse des flux financiers (2022)**

En 2022 les versements nets effectués sur le compte Citibank ont atteint 260,6 millions USD (soit l'équivalent de 162,9 milliards de FCFA) dont le détail de calcul se présente comme suit :

En million USD	2021 ⁵⁶	2022 ⁵⁷	Variation	
Revenus de vente	560,4	736,5	176,1	31,4%
Coûts de transport	45,2	47,7	2,5	5,6%
Coûts pétroliers/Cash Call	107,5	71,3	- 36,2	-33,6%
Service de la dette Glencore	179,2	356,7	151,5	99,1%
Total des coûts déduits	331,9	475,8	117,9	43,4%
Revenus nets	228,5	260,7	58,3	14,1%

(h) **Fiscalité**

La SHT est soumise aux dispositions du **Code général des impôts (CGI)** et de la **Loi sur les hydrocarbures**. Pour l'exercice 2022, elle a déclaré avoir versé un montant total de **3,8 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	Année 2022
Redevance statistique à l'exportation	2 823 046 364
IRPP	417 976 232
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	310 324 580
Taxe forfaitaire	162 982 066
TVA reversée	50 000 000
Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	35 901 021
Contribution de la patente	13 558 845
Droit de passage / d'accès TOTCO	538 000
Contribution de l'ONASA (FIR)	88 080
Total	3 814 415 188

Aucun paiement n'a été effectué au titre de l'Impôt sur les Sociétés (IS) en 2022. Selon les états financiers, le **compte IS présente un solde créditeur de 2,9 milliards FCFA**.

⁵⁶ Rapport ITIE 2021

⁵⁷ Formulaire de déclaration SHT 2022

(i) Dividendes

En 2022, la SHT n'a pas déclaré de dividendes versés au Trésor public, malgré un résultat net positif de 73,2 milliards FCFA.

Selon les états financiers, le solde de report à nouveau s'élève à 438,4 milliards FCFA, dont 248,6 milliards⁵⁸ proviennent de la radiation en 2020 de la participation dans SHT PCCL et des dettes y associées.

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

(j) Dépenses quasi budgétaires

La SHT n'a pas déclaré de dépenses quasi budgétaires dans le cadre de sa déclaration ITIE 2022. 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 2022, les données disponibles se présentent comme suit :

	Transactions avec les entreprises extractives	Montant
	Transferts et financements octroyés	
(a)	Subvention	-
(b)	Prêts, avances et garanties	NC
	Transferts et financement reçus	
(c)	Dividendes	13,1 milliards de FCFA
(d)	Revenus pétroliers	NA
(b)	Prêts, avances et garanties	NC

(a) Subventions

La SHT n'a pas reporté de subventions octroyées à des entreprises extractives au titre de l'exercice 2022. 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 2022, de prêts, avances ou garanties octroyées ou reçues en 2022, ni d'encours rattachés à des opérations antérieures.

Cependant, l'analyse de ses états financiers fait apparaître l'existence d'une créance significative 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 ⁵⁹	Solde au 31/12/2022 en FCFA ⁶⁰	Commentaire
Créances			
Créance liée à la participation dans la SRN	7 829 810 410	11 770 948 274	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. ⁶¹

⁵⁸ Source : Rapport ITIE 2020

⁵⁹ Etats financiers SHT, 2021

⁶⁰ Etats financiers SHT, 2022

⁶¹ 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 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 2022, la SHT a déclaré avoir perçu des **dividendes pour un montant total de 13,17 milliards FCFA**, répartis comme suit :

Dividendes en provenance de	Montant en FCFA
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.

(v) Transactions avec les entreprises extractives

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 reportées par les deux entités pour l'année 2022. Par ailleurs, l'analyse des états financiers de la société n'a pas révélé l'existence de telles transactions.

2.6.1.3.3. SHT PCCL

(i) Règles statutaires

En 2014, la SHT a acquis les parts de **Chevron** dans le **consortium d'exploitation des champs de Doba** (25%), grâce à un **financement privé contracté auprès de Glencore**, avec la **garantie de l'État tchadien**.

Cette participation est logée dans la société **SHT PCCL**, domiciliée aux **Bermudes**, détenue à 100% par **SHT Petroleum Chad Holdings (Bermuda)**, elle-même détenue à 100% par la SHT (Tchad).

❖ Absence de personnalité juridique autonome

Les **états financiers de SHT PCCL** ne reflètent pas ceux d'une entité dotée de la **personnalité morale distincte**, mais sont présentés comme ceux d'une **succursale**, sans capital social déclaré, ni comptes propres.

À ce jour, il **n'est pas précisé** à quelle entité SHT PCCL est formellement rattachée en tant que succursale. Cette **ambiguïté juridique** constitue un obstacle majeur à :

- l'identification de la **chaîne de responsabilité** sur les flux générés ;
- l'application de **normes de gouvernance** (audits, comptes consolidés, Organes de gestion) ;

- la vérification de la remontée de valeur vers la SHT ou l'État.
- ❖ **Radiation des actifs de la SHT**

Depuis 2020, la participation dans SHT PCCL a été radiée des actifs de la SHT, sans qu'aucune justification claire ne soit fournie sur :

- le motif de la radiation (cession, dépréciation, transfert à l'État ou à une autre entité) ;
- le traitement comptable ou juridique associé ;
- la destination actuelle de cette participation.

Par ailleurs, SHT PCCL ne figure pas dans les dernières situations financières officielles publiées par la DGTCP sur les participations de l'État.

(ii) Analyse des indicateurs financiers de la SHT PCCL

Les états financiers de SHT PCCL sont présentés comme ceux d'une succursale et non d'une société autonome. Cette présentation comptable implique :

- l'absence de capital social propre ;
- l'impossibilité de procéder à une distribution de dividendes ;
- une dépendance juridique et comptable à une entité mère, dont l'identité n'est pas précisée (SHT, SHT Petroleum Chad Holdings ou autre).

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

Indicateurs financiers	2021 (en millions USD)	2022 (en millions USD)	Variation
Résultat d'exploitation (EBIT)	34,78	115,50	232,09%
Résultat Net (Net Income)	29,20	41,57	42,36%
Chiffres d'affaires	121,59	212,18	74,50%
Capitaux Propres (Equity)	29,20	41,57	42,36%
Emprunts et dettes financières	-	-	0,00%
Trésorerie disponible fin de période	-	-	0,00%
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	-	-	0,00%
Flux de trésorerie des activités d'investissement	-	-	0,00%
Flux de trésorerie des activités de financement	-	-	0,00%
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	-	-	0,00%

❖ Absence de transferts

SHT PCCL affiche une très forte performance financière en 2022, avec un résultat d'exploitation en hausse de plus de 230 %, traduisant une montée en puissance de l'exploitation pétrolière.

Cependant, en tant que succursale, SHT PCCL n'est pas habilitée à distribuer de dividendes ni à prendre des décisions autonomes en matière d'allocation de résultats. Les résultats cumulés figurant dans les états financiers sont simplement reportés comme soldes comptables, sans statut juridique clair.

En l'absence de politique de distribution ou de rapport de gestion autonome, rien n'indique comment les bénéfices sont alloués, ni s'ils sont éventuellement transférés à la société mère (SHT).

❖ Absence totale de données sur les investissements

Les états financiers ne présentent aucun flux de trésorerie relatif l'investissement.

Cela peut suggérer que les investissements sont pilotés ailleurs, potentiellement par la société mère ou une autre entité du groupe. Cette absence d'autonomie fonctionnelle confirme que SHT PCCL agit comme véhicule comptable, sans stratégie propre d'investissement ni plan d'utilisation des ressources générées.

(iii) Transactions avec l'Etat

❖ Radiation comptable de la participation

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 avec l'extinction des passifs correspondants :

- 677,5 milliards FCFA liés au financement Glencore ;
- 408,8 milliards FCFA au titre du compte courant associé avec SHT PCCL.

Aucune explication officielle n'a été fournie quant au sort de la participation radiée ni sur son éventuel transfert à l'État ou à une autre entité publique.

❖ Absence de déclaration ITIE et manque de précisions sur les flux

La SHT PCCL n'a pas soumis de déclaration ITIE pour l'exercice 2022, malgré les sollicitations adressées. De même, le Trésor public et les régies financières concernées n'ont pas reporté de transaction réciproque avec cette entité.

Les états financiers 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.

❖ Revenus issus des parts de production

Selon les données communiquées par la SHT :

- le volume de production revenant à SHT PCCL en 2022 était de 2 240 497 barils ;
- les enlèvements opérés par la SHT au titre des parts de SHT PCCL ont totalisé 1 898 945 barils, pour une valeur de 212,2 millions USD.

Date d'Enlèvement	REF Cargaison	Expéditeur	Conсор.	Prix de vente/bbl	Volume en bbl	Valeur en USD	Pays de destination
04/03/2022	897	SHT	EEPCI	110,46	998 598	124 293 477	UAE
06/09/2022	923	SHT	EEPCI	93,02	900 347	87 891 825	Allemagne
Total					1 898 945	212 185 302	

Contrairement aux parts de production revenant à l'État, les revenus issus des parts de SHT PCCL sont intégralement comptabilisés dans les produits de la succursale, et ne transitent pas par le budget de l'État.

(iv) Transactions avec les entreprises extractives

La SHT PCCL 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 2022. Par ailleurs, l'analyse des états financiers de la société n'a pas révélé l'existence de telles transactions.

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 financement⁶²

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.

⁶² [AIDDATA](#)

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'établissement**⁶³ 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 2022** s'élèvent à **105,17 milliards FCFA**, comme détaillé dans la **section 4.4.3** du présent rapport.

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 2022 :

- **4 millions de barils**⁶⁴ 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**. À l'origine conçu pour le transport du brut du consortium Esso, cet oléoduc est aujourd'hui **utilisé pour l'ensemble du brut exporté depuis le Tchad**.

TOTCO est soumise à la **fiscalité de droit commun** et effectue ses **paiements d'impôts en numéraire sur le compte du Trésor public à la BEAC**.

⁶³ [Rapport de cadrage ITIE Tchad 2014](#)

⁶⁴ Formulaires de déclaration SHT/SRN

La structure du capital de la société TOTCO au 31 décembre 2022 se présente comme suit :

Tableau 30 Structure du capital de la société TOTCO

Actionnaires	31/12/2021 ⁶⁵	31/12/2022 ⁶⁶
Esso Pipeline Investments Ltd	40,19%	40,19%
Doba Pipeline Investment Inc.	30,15%	30,15%
SHT/ SHT Overseas Petroleum (Chad) Limited	21,54%	21,54%
Etat-Tchad	8,12%	8,12%

Droits et obligations rattachés aux participations

Les participations de la SHT et de l'État dans TOTCO sont **intégralement libérées**, ce qui leur confère :

- un **droit de vote** en assemblée générale,
- un **droit aux bénéfices distribuables** (dividendes), proportionnel à la part détenue.

En contrepartie, la SHT et l'État sont **tenus de contribuer aux coûts du projet** (exploitation, entretien, etc.) à hauteur de leurs participations respectives, **sauf accord contraire** entre actionnaires.

Dividendes perçus en 2022

Les dividendes perçus en 2022 par l'État et la SHT au titre de leur participation dans TOTCO sont présentés dans 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 en charge de la **gestion du segment camerounais de l'oléoduc d'exportation du pétrole brut**. Ce tronçon conduit le brut tchadien jusqu'au terminal maritime de Kribi, où il est chargé sur tankers pour l'exportation.

COTCO est une **société de droit camerounais**, et à ce titre **n'est pas soumise à l'impôt au Tchad**.

La structure du capital de la société COTCO au 31 décembre 2022 se présente comme suit :

Tableau 31 Structure du capital de la société COTCO en 2022

Actionnaires	2021 ⁶⁷	2022 ⁶⁸
EXXON MOBIL CORPORATION/ESSO	41,06%	41,06%
Doba Pipeline Investment Inc/PETRONAS	29,77%	29,77%
SNH (Cameroun)	5,17%	5,17%
SHT/SHT Overseas Petroleum (Cameron) Limited	21,26%	21,26%
Etat-Tchad	2,74%	2,74%

Droits et obligations rattachés aux participations

Les participations détenues par la SHT et l'État du Tchad dans COTCO sont **libérées**. Elles ouvrent droit :

- au **vote en assemblée générale** ;
- à la **perception de dividendes** proportionnellement à la part détenue.

Ces participations impliquent également une **obligation de couverture des charges** de la société à due proportion, sauf dispositions spécifiques entre actionnaires.

Dividendes perçus en 2022

Les dividendes perçus par l'État et la SHT au titre de leur participation dans COTCO pour l'année 2022 sont présentés dans la [section 4.4.1](#) du présent rapport.

⁶⁵ Rapport ITIE 2021

⁶⁶ Déclaration SHT 2022

⁶⁷ Rapport ITIE 2021

⁶⁸ Déclaration SHT 2022

2.6.1.5. 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 deux entités pour l'année 2022. Par ailleurs, l'analyse des états financiers de la société n'a pas révélé l'existence de telles transactions.

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 par⁶⁹ :
 - 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.

(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	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 Minière et de Contrôle)** 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.

⁶⁹ Convention d'exploitation de granite de Moito, Société Prestige Industrie et Construction (Août 2016)

2.6.2.2. Participations de l'Etat dans les entreprises minières

Au titre de l'année 2022, 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 32 Participations de l'Etat dans le capital des sociétés minières en 2022

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 2022 :

- 21 permis d'exploitation minière industrielle, et
- 10 autorisations d'exploitation industrielle de carrière.

(ii) Absence de revenus budgétaires associés

Aucun revenu généré par ces participations n'a été rapporté pour l'année 2022.

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'État extractive est définie comme une entité :

- dont l'État détient la majorité du capital ou contrôle effectif, et
- qui exerce des activités extractives pour le compte de l'État, 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'État 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	<ul style="list-style-type: none"> • 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.
Financement, subventions et transferts de l'Etat	<p>La SONACIM dispose de la personnalité morale et bénéficie d'une autonomie financière.</p> <p>Sources de financement</p> <p>Ses activités sont financées principalement par :</p> <ul style="list-style-type: none"> • ses fonds propres, • les résultats non distribués (réserves), • et les subventions d'investissement ou d'exploitation octroyées par l'État.

	<p>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.</p> <p>Modalités des transferts de l'État</p> <p>Les transferts publics en faveur de la SONACIM peuvent prendre les formes suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Subventions (d'exploitation ou d'investissement) ; • Apports en capital (augmentation des fonds propres) ; • Allègements ou prises en charge de dettes fiscales. <p>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.</p>
Mandat	<p>La prospection, la recherche, le développement, la production, le transport, le stockage et la distribution de produits finis (ciments)</p>
Gouvernance	<p>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).</p> <p>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.</p> <p>À la date du présent rapport :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 ; <p>La SONACIM est assujettie :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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). <p>Allègements fiscaux accordés par l'État</p> <p>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 :</p>
Fiscalité	<ol style="list-style-type: none"> 1. Prise en charge par l'État de l'ensemble des impôts et taxes directs, incluant : <ul style="list-style-type: none"> - 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 <ul style="list-style-type: none"> - Montant de la dette fiscale au 31 décembre 2019 : 1,6 milliard FCFA⁷⁰ ; 3. Exonérations spécifiques, notamment : <ul style="list-style-type: none"> - TVA sur les achats locaux et importations, - Taxe spécifique sur les produits pétroliers (TSPP).
Distribution des résultats et rétention des bénéfices	<p>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).</p> <p>L'Assemblée générale, sur proposition du Conseil d'administration, peut :</p> <ul style="list-style-type: none"> • distribuer tout ou partie des bénéfices sous forme de dividendes, • affecter les résultats à des réserves, • ou reporter le solde sur l'exercice suivant. <p>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.</p>
Réinvestissement	<p>Selon les statuts de la SONACIM, les dépenses d'investissement font partie des charges de la société.</p>

⁷⁰ [Rapport diagnostique du secteur minier](#)

	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 DGTCP, 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

Les principaux indicateurs financiers de la SONACIM sont présentés.

Indicateurs financiers ⁷¹	2021 (en millions FCFA)	2022 (en millions FCFA)	Variation
Résultat d'exploitation (a)	- 617,31	- 7 238,29	1072,56%
Résultat Net (b)	- 533,32	- 7 577,70	1320,86%
Chiffres d'affaires	10 217,48	3 650,37	- 64,27%
Capitaux Propres (c)	9 357,13	- 801,70)	- 108,57%
Emprunts et dettes financières (d)	3 835,57	4 197,83	9,44%
Trésorerie disponible fin de période	- 9 367,83	- 11 982,62	27,91%
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	- 409,72	- 1 860,45	354,08%
Flux de trésorerie des activités d'investissement	- 1 596,74	- 1 116,60	- 30,07%
Flux de trésorerie des activités de financement	31 617,01	362,26	- 98,85%
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	-	-	-
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	- 4,68%	- 213,13%	
Rentabilité financière [(b)/(c)]	- 5,70%	945,20%	

❖ 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.

⁷¹ Etats financiers 2022 de la société SONACIM

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 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 2022. L'analyse ci-dessous repose donc uniquement sur les états financiers publiés par la SONACIM.

❖ Participation de l'État dans le capital

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de l'actionnariat entre 2021 et 2022 :

Tableau 33 Participation de l'Etat dans la SONACIM

Structure du capital de SONACIM	31/12/2021 ⁷²	31/12/2022 ⁷³
Gouvernement du Tchad	92%	100%
Commune de Pala	2%	-
Commune de Léré	2%	-
Commune de Fianga	2%	-
Commune de Gounou Gaya	2%	-
Total Général	100%	100%

L'État est devenu l'unique actionnaire de la SONACIM à compter de 2022, les parts détenues auparavant par les communes ayant été transférées ou annulées. Toutefois, aucune information n'a été communiquée sur la nature juridique de cette opération (cession, rachat, annulation ou autre mécanisme).

❖ 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.

❖ Paiements fiscaux et quasi budgétaires

La SONACIM a déclaré **5,4 millions FCFA** au titre de la redevance statistique à l'importation.

❖ Dépenses quasi budgétaires :

Les états financiers indiquent des **dons et dépenses de mécénat** pour un total de **13,4 millions FCFA** en 2022 (contre 92,2 millions en 2021). Les **bénéficiaires et la nature de ces dépenses** n'ont pas été divulgués.

⁷² Source : Rapport ITIE Tchad 2021

⁷³ Source : Déclaration ITIE 2022

(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 2022. Par ailleurs, l'analyse des états financiers de la société n'a pas révélé l'existence de telles transactions.

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	<ul style="list-style-type: none"> • Ordonnance n° 005/PCMT/2022 (création de la SONEMIC) • Décret n° 3150/PCMT/PMT/MMG/2022 (statuts) • Actes Uniformes OHADA (sociétés commerciales et comptabilité) • La société n'est pas soumise aux règles du Code minier applicables au secteur privé notamment en matière d'accès aux ressources minérales
Forme	Société anonyme à capitaux publics dotée d'une autonomie de gestion administrative et financière.
Capital	La société dispose d'un capital de 10 000 000 FCFA, détenu intégralement par l'État tchadien. Ce capital n'était pas encore libéré au 31 décembre 2021
Financement, subventions et transferts de l'Etat	<p>Les activités sont financées principalement par :</p> <ul style="list-style-type: none"> ➢ Subventions et autres apports de l'Etat ; ➢ Prélèvement de 10% des recettes minières (taxe sur les granulats et taxe sur l'orpaillage)⁷⁴ ; ➢ 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	<p>Selon ses statuts, la SONEMIC agit comme bras opérationnel de l'État dans le secteur minier. Elle est chargée notamment de :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mobiliser des ressources pour la recherche géologique et minière ; • Concevoir et mettre en œuvre des projets de recherche et d'exploitation ; • Réaliser l'inventaire minier national ; • Participer à la délivrance des titres miniers publics ; • Gérer l'ouverture/fermeture des carrières ; • Contribuer à la création d'un comptoir d'achat de l'or ; • Participer à l'élaboration des conventions minières. <p>La SONEMIC peut elle-même détenir des titres miniers d'exploitation.</p>
Gouvernance	<p>La SONEMIC est administrée par un Conseil d'Administration composé de huit (8) à douze (12) membres, qu'ils soient actionnaires ou non. Le Conseil est présidé par le Ministre d'État, Ministre Secrétaire Général de la Présidence de la République, ce qui reflète une forte tutelle politique.</p> <p>L'État tchadien, en sa qualité d'actionnaire unique, détient l'ensemble des pouvoirs dévolus à l'Assemblée générale, y compris ceux relevant de l'Assemblée générale ordinaire, extraordinaire ou spéciale.</p> <p>À noter :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aucun critère de sélection, durée de mandat, procédure de révocation ou exigence d'indépendance des administrateurs n'est précisé dans les textes disponibles. • Aucun comité spécialisé (audit, nomination, éthique) n'a été identifié.
Fiscalité	La société est assujettie au régime fiscal de droit commun.
Distribution des résultats et rétention des bénéfices	<p>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.</p> <p>L'Assemblée Générale, sur proposition du Conseil d'administration, décide de l'affectation des résultats :</p> <ul style="list-style-type: none"> • en dividendes ; • en report à nouveau ;

⁷⁴ Arrêté n° 042/PR/PC/PM/MFB/SG/DGSBI/2021 du 5 juillet 2021

	<ul style="list-style-type: none"> • ou en réserves (ordinaires ou spécifiques). <p>Elle peut également autoriser des distributions exceptionnelles à partir des réserves disponibles, à condition d'en préciser la source.</p> <p>Observation : À ce jour, aucune politique publique formalisée de distribution des bénéfices ou de réinvestissement n'a été publiée</p>
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. 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 DGTCP.
Passation des marchés	En 2022 et jusqu'à ce jour, la passation des marchés concernant la SONEMIC au Tchad s'effectue dans le cadre du Code des marchés publics tchadien (décret n° 2130/PR/2020), avec des procédures nationales ou internationales selon la nature des projets, mais il n'existe pas de publication publique spécifique des plans ou résultats de passation de marchés propres à la SONEMIC ; toutefois, les rapports sectoriels officiels (Banque mondiale, ITIE) insistent sur la nécessité de renforcer la transparence, la reddition de comptes et la publication des résultats d'appels d'offres pour cette société, et recommandent la mise en place d'un guichet unique et la systématisation de la publication des contrats et marchés attribués dans le secteur minier tchadien ⁷⁵
Code de conduite	Inexistant
Politique de lutte contre la corruption	Inexistante

(ii) Les principaux indicateurs financiers de la SONEMIC.

Les principaux indicateurs financiers de la société SONEMIC au titre de 2022 se présentent comme suit :

Indicateurs financiers	2021 (en millions FCFA)	2022 (en millions FCFA)	Variation
Résultat d'exploitation (a)	-557,49	19,13	-103,43%
Résultat Net (b)	-557,49	-4,22	-99,24%
Chiffres d'affaires	0,00	0,00	0,00%
Capitaux Propres (c)	-460,25	-464,47	0,92%
Emprunts et dettes financières (d)	0,00	0,00	0,00%
Trésorerie disponible fin de période	-345,29	-115,82	-66,46%
Flux de trésorerie des activités opérationnelles	-182,54	303,86	-266,46%
Flux de trésorerie des activités d'investissement	-40,63	-74,39	83,07%
Flux de trésorerie des activités de financement	0,00	0,00	0,00%
Distribution de dividendes/Transferts à l'Etat	0,00	0,00	0,00%
Rentabilité Economique [(a)/((c)+(d))]	121,13%	-4,12%	-103,40%
Rentabilité financière [(b)/(c)]	121,13%	0,91%	-99,25%

❖ Absence de transferts au Trésor et absence de résultat distribuable

La SONEMIC n'a versé ni dividendes ni transferts à l'État en 2022, ce qui s'explique par l'absence de chiffre d'affaires et un résultat net encore déficitaire (-4,22 millions FCFA). Les capitaux propres demeurent négatifs, à -464,47 millions FCFA, en raison des pertes cumulées.

⁷⁵ [World Bank Document](#)

❖ **Amélioration de la performance opérationnelle grâce aux subventions**

Malgré l'inactivité commerciale, le résultat d'exploitation est devenu positif en 2022 (+19,13 millions FCFA contre -557,49 millions FCFA en 2021), principalement grâce à une subvention d'exploitation exceptionnelle de 1 078,1 millions FCFA.

❖ **Renforcement temporaire de la trésorerie**

Les flux de trésorerie opérationnels sont devenus fortement positifs (+303,86 millions FCFA), alors qu'ils étaient négatifs en 2021. Cela reflète la dépendance aux subventions de l'État, faute de recettes autonomes.

❖ **Investissements sans financement externe**

Les décaissements pour investissement ont augmenté (+83,07 %), témoignant de préparatifs en vue d'un lancement d'activités. Aucun financement externe ou endettement n'a été constaté en 2022.

(iii) Transactions avec l'Etat

La SONEMIC n'a pas soumis de déclaration détaillée au titre de ses transactions avec l'État pour l'exercice 2022. Toutefois, ses états financiers font état d'une **subvention d'exploitation** perçue à hauteur de **1 078 millions FCFA**, contre **200 millions FCFA** en 2021.

Cette subvention constitue la principale source de financement de l'entreprise en l'absence de chiffre d'affaires.

(iv) Transactions avec les entreprises extractives

La SONEMIC a été sollicitée pour déclarer toute transaction réalisée avec des entreprises extractives au titre de l'année 2022, notamment sous forme de **prêts, garanties ou transferts financiers**. **Aucune information n'a été reportée** à ce titre.

L'analyse des états financiers de la société **n'a pas non plus révélé l'existence de telles transactions** au cours de l'exercice.

2.6.2.4. Transactions avec les 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 deux entités pour l'année 2022. Par ailleurs, l'analyse des états financiers de la société n'a pas révélé l'existence de telles transactions.

3. Exploration et Production

3.1. Activités d'exploration

3.1.1 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 2022, la production s'établissait autour de 126 000 barils par jour, avec des réserves prouvées estimées à 1,5 milliard de barils⁷⁶. L'exploitation pétrolière représente environ 70 % des exportations du pays.

Plusieurs consortiums opérant sous des conventions ou des contrats de partage de production (CPP) assurent la production, avec une participation significative de l'État via la Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT). Quatre consortiums principaux sont actifs dans le pays.

Figure 5 Carte des champs pétroliers



(i) Principaux consortiums et projets actifs

Projet Consortium	Opérateur principal	Statut	Champs concernés	Observations
Consortium EEPCI	Ex-Esso, désormais TPC	En production	Komé, Miandoum, Bolobo, Nya, Maikeri, Timbré	Nationalisation des actifs d'Esso en 2023 ⁷⁷ , litige en cours avec Savannah Energy
CNPC	CNPCIC	En production	Rônier, Mimosa, Baobab, Daniela	Partenariat avec la SHT (10 %) ; CNPC détient 60 % de la raffinerie de Djarmaya
PCM Perenco	Perenco	En production	Mangara, Krim, Badila	Rachat des actifs de Glencore en 2022 ⁷⁸ . ; redémarrage progressif de la production (objectif : 16 000 b/j)
OPIC (CPC Taiwan)	OPIC	En production	Oryx	Production de 6 200 b/j et 18 000 m ³ /j de gaz ; investissement de modernisation de 40 M USD en 2024

⁷⁶ BP Statistical Review of World Energy 2021

⁷⁷ La loi portant nationalisation des actifs des sociétés Esso est promulguée - Journal Le Pays | Tchad

⁷⁸ Source : Reuters (<https://www.reuters.com/article/glencore-chad-perenco-idUSL1N2RV1XD>)

(ii) Projets en développement ou exploration

Projet	Opérateur / Statut	Avancement / Observations
Projet Sédigi	SHT	Développé depuis 2017, mais toujours pas en production en 2025. Retards dans les infrastructures (mini-raffinerie et unité de traitement du gaz)
Blocs des Erdis	EWAH Investors Ltd	Autorisation retirée en 2022 pour non-paiement du bonus de signature ; contrat initial portait sur 7 blocs
Projet oléoduc Niger-Tchad-Cameroun	CNPCIC	Projet stratégique en cours de discussion (985 km Agadem-Doba + 1 070 km Doba-Kribi) pour l'export du brut nigérien via les infrastructures existantes

(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)**⁷⁹ : pipeline de 985 km pour relier les champs nigériens au système Doba-Komé-Kribi.

(iv) Focus sur quelques projets d'envergure

❖ **Nationalisation des actifs d'Esso (EEPCI)**

- En 2023, l'État a repris les actifs d'Esso suite à leur vente à Savannah Energy, qu'il a jugée irrégulière.
- Création de **TPC**, nouvelle société publique chargée de la gestion des actifs.

❖ **CNPCIC et projets régionaux**

- Présente dans 7 bassins pétroliers.
- Partenaire majoritaire de la raffinerie de Djarmaya (capacité : 20 000 b/j).
- Participe au projet d'oléoduc **Niger-Tchad-Cameroun** pour acheminer le pétrole nigérien vers le terminal de Kribi au Cameroun.

❖ **Reprise des actifs de Glencore par Perenco**

- Après un arrêt prolongé de la production (2020-2022), Perenco a relancé les champs de Mangara et Badila.
- Des investissements sont prévus pour augmenter la production et améliorer les infrastructures.

❖ **OPIC - Champ d'Oryx**⁸⁰

- Entré en production en 2020.
- En 2024, la production a atteint **6 200 barils/jour** et **18 000 m³/jour de gaz**.
- Un investissement de **40 M USD** est en cours pour moderniser les installations.

⁷⁹ [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](#)

⁸⁰ [Marché amont du pétrole et du gaz au Tchad Tendances du marché en 2025 et prévisions pour 2033 : exploration du potentiel de croissance](#)

3.1.2 Secteur minier

Potentiel minier

Le Tchad dispose d'un sous-sol riche en ressources minérales telles que l'or, le fer, la bauxite, le sel, le natron, le cuivre, le tungstène, le graphite, l'étain et les diamants. Toutefois, l'exploitation minière reste majoritairement artisanale.

Les premières recherches géologiques remontent aux années 1940 et ont été renforcées dans les années 1970 avec le soutien du PNUD. En 2016, un inventaire minier a été lancé afin d'identifier les gisements susceptibles de faire l'objet d'une exploitation industrielle à court ou moyen terme.

Ressources identifiées

Substance	Localisation / Potentiel estimé
Argent	Ofouni (Tibesti) - teneur estimée : 434 g/t
Colombo-tantalite	Tibesti et Sud de Gourgoundji - teneurs : 145 g/m ³ (Tibesti), 800 g/m ³ (Gourgoundji)
Marbre	Goz Beida (Dar Sila) - trois gisements (Zafay, Rey, Modo), réserves de 1 à 2 millions m ³
Fumerolles hydrothermales	Sobrome (Tibesti)
Diatomite	Dépressions du Kanem jusqu'à Faya - réserves estimées à 5 milliards de tonnes

Initiatives récentes

- **Installation d'un laboratoire géologique moderne (2023)** ⁸¹ : 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** ⁸²: 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 ;

En 2021 et Selon la DGTM, la Société TEKTON MINERALS LTD qui opère à l'Est du Tchad dans la Province du SILA, est à une phase importante de son exploration aurifère, la réserve n'a pas encore fait l'objet d'une évaluation définitive.

⁸¹ Tchad : Bientôt un laboratoire d'analyse géologique moderne et un centre de documentation au ministère des mines | Mines Actu Burkina

⁸² Tchad : secteur minier, entre espoirs économiques et défis

3.2. Données de production

3.2.1 Secteur des hydrocarbures

En 2022, la production nationale de pétrole brut du Tchad s'est établie à **51,55 millions de barils**, soit une hausse de 6 % par rapport à 2021 (48,62 millions de barils⁸³), selon les données de la SHT.

Tableau 34 Production de pétrole brut par champ en 2022

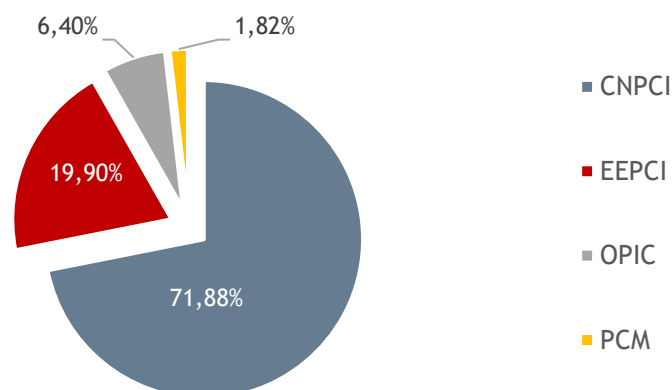
Consortium	Contrat	Champs	Production brut 2022 (en bbl)	Valeur en millions USD (*)	Valeur en milliards FCFA (**)
CNPCI	CC 1999	Baobab	12 860 737	1 271,41	794,66
	CC 1999	Raphia	9 426 491	931,90	582,46
	CC 1999	Lanea	6 325 549	625,34	390,85
	CC 1999	Daniela	2 211 693	218,65	136,66
	CC 1999	Prosopis	1 270 137	125,57	78,48
	CC 1999	Mimosa	928 229	91,76	57,35
	CC 1999	Rônier	877 554	86,75	54,22
Total CNPCI - CC 1999			33 900 390	3 351,38	2 094,69
CNPCI	CPP 2014	PSC	3 156 867	312,09	195,06
Total CNPCI - CPP 2014			3 156 867	312,09	195,06
EEPCI	Convention 1988	Kome CI+CS	4 946 150	488,97	305,62
	Convention 1988	Miandoum	2 332 116	230,55	144,10
	Convention 1988	Bolobo	1 408 315	139,23	87,02
	Convention 1988	Nya	634 547	62,73	39,21
	Convention 1988	Moundouli	135 604	13,41	8,38
Total EEPCI - CC 1988			9 456 731	934,89	584,33
EEPCI	Convention 2004	Maikeri	699 536	69,16	43,22
	Convention 2004	Convention 2004	102 037	10,09	6,30
Total EEPCI CC 2004			801 573	79,24	49,53
OPIC	Convention 2006	ORYX : Mouroumar	2 679 767	264,92	165,58
	Convention 2006	ORYX : Benoy	503 056	49,73	31,08
	Convention 2006	ORYX : Mbaikoro	114 646	11,33	7,08
Total OPIC - CC 2006			3 297 469	325,99	203,75
PCM	CPP 2011	DOBA Blend	940 690	93,00	58,12
Total PCM - CPP 2011			940 690	93,00	58,12
Total Général			51 553 720	5 096,58	3 185,48

Source : SHT

(*) valorisation au prix moyen à l'exportation : 98,86 USD

(**) Valorisation selon le cours moyen USD - FCFA pour 625,02

Figure 6 La production de pétrole brut par Consortium en 2022



Ecarts de données

Une comparaison entre les données de production déclarées par la SHT et celles communiquées par la DGTP n'a révélé aucun écart significatif.

En revanche, des divergences sont apparues lorsque les données de la SHT ont été confrontées à celles publiées par l'Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP) dans sa [note](#) sur le secteur pétrolier pour le quatrième trimestre 2022. Ces écarts sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Consortium	DOBA CONSORTIUM	CNPCIC	GLENCORE	OPIC	Ecart Global (en bbl)
SHT	10 258 304	37 057 257	940 690	3 297 469	51 553 720
OTFiP	8 945 819	32 316 817	938 062	2 964 877	45 165 575
Ecart	1 312 485	4 740 440	2 628	332 592	6 388 145

Selon la note de l'OTFiP, les données publiées pour le consortium CNPCIC n'incluent pas les volumes livrés à la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN). Or, selon les données collectées, les volumes livrés à la SRN en 2022 s'élèvent à 4 millions de baril

Après ajustement, l'écart résiduel global entre les données SHT et OTFiP serait ainsi réduit à environ 2,39 millions de barils.

3.2.2 Secteur minier

La Direction Générale des Techniques Minières (DGTM) n'a pas communiqué les données de production pour l'année 2022. Les informations présentées ci-dessous sont issues du [rapport diagnostique](#) du secteur minier publié par la Banque mondiale.

Production d'Or

Substance	Production estimée	Valeur estimée (USD)
Or (artisanal)	8 254 kg	515,2 millions USD
Ciment	36 822 tonnes	Non communiqué
Calcaire	30 575 tonnes	Non communiqué
Gypse	3 000 kg	Non communiqué
Pierres de taille	1 500 kg	Non communiqué
Latérite	5 815 tonnes	Non communiqué
Sable	660 tonnes	Non communiqué
Matériaux industriels (argiles, natron, etc.)	-	~6 000 USD

La production est essentiellement artisanale, notamment pour l'or, et les exploitations à grande échelle sont inexistantes.

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 **45,29 millions de barils** en 2022, en hausse de **5,5 %** par rapport à 2021. La valeur totale des exportations a atteint **4,5 milliards USD**, soit environ **2 821 milliards FCFA**.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation par société exportatrice :

Tableau 35 Exportations de pétrole brut 2022⁸⁴

Sociétés	Nbre de cargaison	Volume en bbl	Valeur en USD ⁸⁵	Valeur en FCFA
CNPC	42	13 834 914	1 389 244 072	869 868 678 395
CLIVEDEN	42	13 834 914	1 389 244 060	869 868 670 757
SHT	30	8 540 933	832 280 442	519 515 058 028
EEPCI	4	2 995 792	308 569 360	195 913 228 230
PETRONAS Caligari	3	2 805 386	259 932 612	166 729 096 024
CEFC Hainan	2	1 329 417	135 638 045	82 350 383 220
OPIC Africa	1	995 396	112 599 203	69 976 351 366
PERENCO	1	559 861	44 251 412	27 344 584 690
PCM	1	391 903	30 975 988	19 141 208 990
Total Général	126	45 288 516	4 502 735 194	2 820 707 259 700

Remarque : La cargaison non attribuée (52 961 bbl) correspond à l'envoi n°928D à destination des Pays-Bas. L'identité de l'exportateur n'a pas été précisée par la DGTP.

Le détail des exportations par cargaison est présenté en **annexe 9**.

3.3.2 Secteur minier

(i) Données officielles d'exportation

En 2022, **aucune donnée officielle** sur les volumes et valeurs d'exportation des substances minérales n'a été communiquée par la Direction Générale des Douanes et Droits Indirects (DGDDI).

Cependant, selon le **rapport annuel du Service des Mines et de la Géologie de l'Aéroport International Hassan Djamous de N'Djamena**, des activités d'exportation d'or et d'argent ont été enregistrées à travers les postes de contrôle douanier. Ce service, chargé du contrôle, de la vérification et de la délivrance des quittances, a reporté les résultats suivants :

Mois	Or (Kg)	Argent (Kg)
JANVIER	564,15	387,27
FEVRIER	464,20	302,89
MARS	491,91	401,38
AVRIL	236,18	267,72
MAI	305,00	296,83
JUIN	261,00	111,25
JUILLET	215,95	152,78
AOUT	190,00	55,66
SEPTEMBRE	187,87	153,00
OCTOBRE	230,69	178,54
NOVEMBRE	277,77	223,28
DECEMBRE	251,00	97,92
TOTAUX	3 675,71	2 628,50

Source : Rapport 2022 du Service des Mines de l'Aéroport de N'Djamena

⁸⁴ Source: Déclaration ITIE DGTP

⁸⁵ Valeur FOB

(ii) Données miroir (Comtrade)

D'après les données miroir de la base Comtrade, les Émirats Arabes Unis, principal pays importateur d'or en provenance du Tchad, ont déclaré avoir importé **15,03 tonnes d'or** en 2022, pour une valeur totale de **875,7 millions USD**.

(iii) Comparaison et écart

Source	Volume exporté (en tonnes)	Valeur estimée
Données officielles (aéroport)	3,68 t	351 millions FCFA
Données Comtrade (EAU)	15,03 t	875,7 millions USD

Écart observé : 11,35 tonnes non retracées dans les données officielles nationales.

(iv) Analyse

- **Limite du périmètre couvert** : les données reportées ne couvrent que les flux exportés par voie aérienne depuis la capitale. Elles excluent les exportations par voie terrestre ou les flux non enregistrés.
- **Importance du secteur informel** : selon une [étude](#) sur l'EMAPE, la production annuelle d'or artisanal est estimée à **8,2 tonnes**, ce qui indique 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 **19 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, EEPIC, PETRONAS, PCM, Perenco, 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 torchage (3e et 4e trimestres 2022)⁸⁶

En l'absence de données pour les deux premiers trimestres, seules les statistiques des **3e et 4e trimestres 2022** sont disponibles à ce jour. Elles révèlent une **hausse importante du torchage de gaz**, passant de **131,24 millions de m³** au T3 à **173,99 millions de m³** au T4, soit une augmentation de **33 %**. Répartition du volume torché au **4e trimestre 2022** :

- **CNPCIC** : 147,91 millions de m³ (85 %)
- **ESSO** : 21,56 millions de m³ (12,4 %)
- **OPIC** : 4,52 millions de m³ (2,6 %)

À noter : Le torchage constitue la principale source d'émissions de GES dans le secteur pétrolier tchadien.

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 ⁸⁷	2020	Pas de mise à jour pour 2022
Émissions de CO ₂ (production de ciment)	27 000 tonnes ⁸⁸	2014	Donnée ancienne, non actualisée

Aucune mise à jour n'a été publiée pour l'année 2022.

⁸⁶ Source : Notes sur le secteur pétrolier n°23 et n°22

⁸⁷ Source : <https://opendataforafrica.org/atlas/Chad>

⁸⁸ 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)⁸⁹, 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)⁹⁰** : 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 [.amccplus-tchad.org](https://amccplus-tchad.org)

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.

⁸⁹ [Tchad - Développer un National SLCP national et feuille de route nationale méthane \[TD-23-001\] | Coalition pour le climat et l'air pur](#)

⁹⁰ 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 2022 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 99,9 % 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.
Critères qualitatifs (nonobstant le critère de matérialité)	<ul style="list-style-type: none"> - Sélection de tous les sociétés opérateurs et partenaires du secteur des hydrocarbures présentant des paiements en 2022 - Retenir le secteur minier à travers la déclaration unilatérale de l'Etat - 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 : 04
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	99,95%

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 superficière	✓			
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	✓			
DGCPT					
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		✓		
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	✓	✓	✓	✓

N°	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
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	Paielements 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					
70	Appui Institutionnel à la DGTM		/		
71	Taxe sur les granulats		/		
72	Taxe sur l'orpaillage		/		
73	Droit fixe		/		
74	Redevance superficière		/		
75	Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)		/		
76	Taxe sur la Rente Minière (TRM)		/		
77	TAXE D'EXPLOITATION DE BIJOUTERIE		/		
78	Droit de sortie sur l'exportation de l'Or (0,5%)		/		
79	Amendes et Pénalités (DGTM)		/		
CNPS					
80	Cotisation patronale CNPS	/	/	/	/
CNRT					
81	Cotisation patronale CNRT	/	/	/	/
ARSAT					
82	Redevance ARSAT			/	
Fond d'entretien routier					
83	Redevance FER			/	
DG. Domaines					
84	Redevance des domaines			/	
ANAT					
85	ONAPE ANAT	/	/	/	/
Tous					
86	Dépenses environnementales volontaires	/	/	/	/
87	Autres paiements significatifs (sup à 50 millions de FCFA)	/	/	/	/
Transferts (rubrique réservée uniquement aux Régies Financières)					
88	Transferts des revenus pétroliers aux CPGRP	/	/	/	/

N°	Nomenclature des flux	Pétrolier	Minier	Raffinerie	Transport Pétrolier
89	Transferts des revenus miniers aux collectivités dans les régions de production	✓	✓	✓	✓
90	Autres Transferts au communes	✓	✓	✓	✓
91	Transferts des revenus miniers à la SONEMIC	✓	✓	✓	✓
92	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
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 TRANSPORT
Raffinage	
1	Société de Raffinage Nationale (SRN)

4.1.2.4 Périmètre des organismes collecteurs

Sur la base du périmètre retenu des sociétés extractives et des flux de paiement, 19 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
Entreprises d'Etat	
1	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)
2	Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT PCCL)

N°	Entités publiques
Administrations publiques	
3	Société Nationale d'Exploitation Minière et de Contrôle (SONEMIC)
4	Société Nationale du Ciment du Tchad (SONACIM)
Autres entités publiques (*)	
1	Commune de Doba
2	Commune de Koudalwa
3	Commune de Mangara
4	Commune de Logone Occidental (*)

(*) Nouvelle commune

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 2022 pour toutes les sociétés extractives, de transport et de raffinage sans application de seuil de matérialité. Les Communes ont été sollicitées pour reportées les transferts infranationaux reçus en 2022.

La liste des sociétés extractives concernées par la déclaration de l'Etat tel que décidé par le HCN pour le périmètre du rapport ITIE 2022 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 36 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	DGDDI
7	Structure de Capital	✓	✓	N/A
8	Participation Publique	NA	✓	DGTCP
9	Prêts et garanties	NA	✓	DGTCP
10	Paiements sociaux Obligatoires	✓	✓	N/A
11	Paiements 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	Entreprises Extractives et de transport	Entités déclarantes	
			Entreprises publiques	Régies Financières
1	Situation des achats SNR	SRN	SHT	
2	Détail des achats SNR	SRN	SHT	
3	Dettes remboursées par SRN pour le compte de l'Etat	SRN	DGTCP	
4	Paiements SRN à l'Etat	SRN	SHT	

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 pour l'année 2022

Parmi les 18 entreprises extractives évaluées, seules 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, PETRONAS, 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 [rapport](#) d'évaluation des dépenses fiscales de la DGI pour 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

Dans le secteur des hydrocarbures au Tchad, l'État perçoit des revenus en nature principalement à travers quatre mécanismes contractuels :

- la redevance sur la production,
- la "Tax Oil",
- le "Profit Oil",
- et « l'Interest Oil".

Ces flux sont définis dans les contrats pétroliers selon des modalités précisées en [section 2.1.1.3](#) du présent rapport.

Volumes de revenus en nature reçus en 2022

Selon les données déclarées par la SHT, le volume total des revenus en nature perçus par l'État en 2022 s'élève à **13 555 972 barils**, en hausse par rapport à **12 171 451 barils**⁹¹ en 2021. Cela représente environ **26,3 %** de la production totale du pays en 2022, estimée à **51 553 720 barils**.

Le tableau ci-dessous présente la ventilation des revenus en nature par type de flux et par projet :

Tableau 37 Revenus en nature de l'Etat pour l'année 2022

Consortium	Contrat	Champs	Production totale 2022 (bbl)	Part Etat (y compris SHT et SHT PCCL)						
				Redevance	Tax oil	Part SHT (Etat)	Part SHT (Contractant)	Part SHT PCCL (contractant)	Total	% Part Etat
EEPCI	CC 1988	Komé (CS+ CI)	4 946 150	618 269	-	-	-	1 081 970	1 700 239	34,4%
EEPCI	CC 1988	Bolobo	1 408 315	176 039	-	-	-	308 069	484 108	34,4%
EEPCI	CC 1988	Miandoum	2 332 116	291 514	-	-	-	510 150	801 665	34,4%
EEPCI	CC 1988	Moundouli	135 604	16 951	-	-	-	29 663	46 614	34,4%
EEPCI	CC 1988	Nya	634 547	79 318	-	-	-	138 807	218 125	34,4%
EEPCI	CC 2004	Maikeri	699 536	99 684	-	-	-	149 963	249 647	35,7%
EEPCI	CC 2004	Timbré	102 037	14 540	-	-	-	21 874	36 414	35,7%
CNPCI	CC 1999	Boabab	12 860 737	1 607 592	-	-	1 125 315	-	2 732 907	21,3%
CNPCI	CC 1999	Daniela	2 211 693	276 462	-	-	193 523	-	469 985	21,3%
CNPCI	CC 1999	Raphia	9 426 491	1 178 311	-	-	824 818	-	2 003 129	21,3%
CNPCI	CC 1999	Prosopis	1 270 137	158 767	-	-	111 137	-	269 904	21,3%
CNPCI	CC 1999	Rônier	877 554	109 694	-	-	76 786	-	186 480	21,3%
CNPCI	CC 1999	Mimosa	928 229	116 029	-	-	81 220	-	197 249	21,3%
CNPCI	CC 1999	Lenea	6 325 549	790 694	-	-	553 486	-	1 344 179	21,3%
CNPCI	CPP 2014	PSA	3 156 867	774 695	-	-	238 217	-	1 012 912	32,1%
PCM	CPP 2011	Badila	940 690	230 845	283 938	-	9 861	-	524 644	55,8%
OPIC	CC 2006	Benoy	503 056	62 882	-	-	132 052	-	194 934	38,8%
OPIC	CC 2006	Mbai	114 646	14 331	-	-	30 095	-	44 425	38,8%
OPIC	CC 2006	Moroumar	2 679 767	334 971	-	-	703 439	-	1 038 410	38,8%
Total			51 553 720	6 951 588	283 938	-	4 079 948	2 240 497	13 555 972	26,3%

Le détail de partage de production est présenté en annexe 13 du présent rapport.

⁹¹ Source : Rapport ITIE Tchad 2021

4.2.1.2. Revenus de ventes - Part de l'Etat

(i) Conditions et affectation des recettes de ventes

Toutes les parts de production en nature revenant à l'État sont cédées soit à la **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)** pour la consommation locale, soit à **Glencore Energy UK Ltd** pour l'exportation. Ces deux entités constituent à ce jour **les seuls acheteurs des volumes pétroliers de l'État**, dans le cadre d'accords spécifiques décrits ci-dessous :

➤ **Ventes Glencore (exportations)**

Depuis **septembre 2012**, la **Société des Hydrocarbures du Tchad (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 **5 ou 10 jours ouvrables** précédant chaque cargaison.

Dans le cadre de cet accord :

- **L'ensemble des volumes destinés à l'exportation**, y compris ceux attribués à la SHT et à l'État, 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 offshore ouvert par la SHT auprès de Citibank**. Les flux financiers sur ce compte sont prioritairement affectés :

1. **Aux frais de transport international ;**
2. **Au paiement des coûts pétroliers dus aux opérateurs ;**
3. **Au remboursement des emprunts contractés auprès de Glencore.**

L'excédent éventuel est ensuite transféré vers le budget de l'État, sous réserve de la couverture des engagements prioritaires précités.

➤ **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 **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)** à un **prix fixé contractuellement à 46,85 USD par 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. **La livraison de produits pétroliers raffinés destinés à la production d'électricité,**
4. **Versement du solde restant au Trésor public.**

Les modalités détaillées de cet accord sont décrites dans la [section 4.3.3](#) du présent rapport.

Exception - SHT PCCL : Les recettes issues des cargaisons attribuées à **SHT PCCL** sont intégralement perçues par cette entité. Ces revenus sont **comptabilisés comme ressources propres** de la société et ne font pas l'objet d'un reversement au Trésor public.

(ii) **Volumes commercialisés en 2022**

Selon la déclaration de la **Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)**, les **volumes enlevés et commercialisés par l'État** en 2022 au titre de ses parts en nature (redevance, Tax Oil, Profit Oil, Interest Oil), incluant également les parts détenues par **SHT** et **SHT PCCL**, s'élèvent à **12 540 933 barils**.

Ce volume représente environ **92,5 % des revenus en nature totaux** déclarés pour l'année 2022 (**13 555 972 barils**), les écarts étant dus à des reports ou décalages de commercialisation.

Le tableau ci-dessous présente la **ventilation des volumes enlevés par projet et par type de flux** :

Tableau 38 Revenus en nature de l'Etat enlevés pour l'année 2022

Consortium	Contrat	Redevance	Tax oil	Profit Oil - Etat Contractant	Profit Oil - SHT Contractant	Profit Oil - SHT PCCL Contractant	Total part Etat	% part Etat /Total production
EEPCI	CC 1988/ CC 2004	1 269 250	-	-	-	1 898 944	3 168 194	31%
CNPIC	CC 1999	4 761 000	-	-	3 019 000	-	8 864 684	24%
	CPP 2014	1 024 684	-	-	60 000	-		
PCM	CPP 2011	138 000	-	-	-	-	138 000	15%
OPIC	CC 2006	370 054	-	-	-	-	370 054	11%
		7 562 988	-	-	3 079 000	1 898 944	12 540 932	24%

Source : Données déclarées par la SHT. Le détail des volumes enlevés est présenté à l'Annexe 14.

(iii) Revenus bruts générés par les ventes

La valeur brute des ventes de ces parts de production, selon la SHT, s'élève à **991,02 millions USD**, soit environ **619,41 milliards de FCFA**. Le tableau suivant présente le détail par cargaison exportée ou vendue localement :

Tableau 39 Etat des enlèvements effectués au titre des parts de productions de l'Etat en 2022

Vendeur	N° Cargaison	Date expédition	Volume en bbl	Prix/bbl	Valeur en USD	Acheteur	Pays de destination
SHT	892	23/01/2022	997 352	78,87	78 700 032	Glencore	UAE
SHT PCCL	897	04/03/2022	998 598	124,45	124 293 477	Glencore	UAE
SHT	904	23/04/2022	948 754	97,97	92 979 819	Glencore	Allemagne
SHT	910	05/06/2022	994 316	111,8	111 167 563	Glencore	Allemagne
SHT	918	04/08/2022	949 327	100,17	95 094 050	Glencore	Allemagne
SHT PCCL	923	05/09/2022	900 347	97,62	87 891 825	Glencore	Allemagne
SHT	928	14/10/2022	898 059	88,552	79 524 920	Glencore	Pays-Bas
SHT	935	11/12/2022	954 684	70,28	66 873 912	Glencore	Allemagne
SHT	932	16/11/2022	899 496	74,346	67 095 215	Glencore	Pays-Bas
Total exporté en 2022			8 540 933		803 620 813		
SHT	NA	2022	4 000 000	46,85	187 400 000	SRN	Tchad
Total commercialisé en 2022			12 540 933		991 020 813		

Le détail des volumes commercialisés par enlèvement est présenté en annexe 15

(iv) Les revenus de vente recouverts en 2022

Selon la déclaration de la SHT les **revenus effectivement recouverts** par l'État en 2022 au titre des ventes de ses parts de production s'élèvent à **736,55 millions USD**, correspondant à **7 586 248 barils** exportés. Aucun recouvrement n'a été enregistré pour les **4 millions de barils** vendus localement à la SRN.

Le tableau ci-dessous présente le **détail des cargaisons recouvertes**, incluant les dates de paiement, les prix de vente officiels et les destinations :

Tableau 40 - Revenus des ventes recouverts en 2022

N° Cargaison	Volumes vendus en bbl	Revenus perçus en USD	Prix de vente officiel	Date de réception du paiement	Acheteur	Pays de destination	
892	997 352	78 700 031,61	78,909	31/03/2022	Glencore Energy UK	UAE	
897	998 598	217 273 296,10	124,468	30/06/2022	Glencore Energy UK	UAE	
904	948 754		98,002				Allemagne
910	994 316	206 261 612,71	111,830	30/09/2022	Glencore Energy UK	Allemagne	
918	949 327		100,170				Allemagne
923	900 347	234 290 656,79	97,620	30/12/2022	Glencore Energy UK	Pays-Bas	
928	898 059		88,552				Pays-Bas
932	899 496		74,346				Pays-Bas
7 586 248		736 525 597,20					

Source : Note sur le secteur pétrolier - quatrième trimestre 2022, OTFIP, Déclaration SHT

Le détail des recouvrements est présenté au niveau de l'annexe 16.

Comparaison avec les données de Glencore

Les données déclarées par la SHT ont été comparées aux divulgations de Glencore dans son rapport annuel "Payments to Governments Report"^{92,93}. La vérification a permis d'identifier les cas suivants :

- La cargaison 892 n'a pas été déclarée par Glencore dans son rapport de 2022.
- Les cargaisons 932 et 935, bien que commercialisées en 2022, ont été déclarées par Glencore dans son rapport de 2023.
- Aucun écart significatif n'a été relevé entre les données SHT et Glencore pour les autres cargaisons, tant en volumes qu'en valeurs.

(v) Coûts déduits sur les ventes

En 2022, les revenus effectivement recouverts au titre des ventes de brut attribuables à l'État, incluant ceux de la SHT PCCL, se sont élevés à **736,5 millions USD**. Ce montant ne reflète pas l'intégralité des ventes conclues sur l'année, mais uniquement les paiements encaissés durant l'exercice.

Les fonds issus de ces ventes sont versés sur un compte séquestre ouvert par la SHT auprès de **Citibank**, et sont utilisés pour couvrir en priorité les charges suivantes :

1. Frais de transport

Facturés mensuellement par les sociétés de transport TOTCO et COTCO, ces coûts s'élèvent à **47,7 millions USD**, dont **39,9 millions USD** pour la part de l'État (hors SHT PCCL) et **7,8 millions USD** pour la part de SHT PCCL. Ces coûts sont facturés sur une base mensuelle et sont réglés par Glencore à partir du compte séquestre sur instruction de la SHT.

2. Coûts pétroliers (Cash Calls)

Ces montants, d'un total de **71,4 millions USD**, correspondent à la participation de la SHT dans les dépenses pétrolières des consortiums ESSO (25%) et CNPC (10%). Ils sont réglés à partir du compte séquestre sur instruction de la SHT, répartis comme suit :

- **49,4 millions USD** pour la SHT PCCL,
- **21,9 millions USD** pour la part de l'État.

Ces cash calls sont facturés par les opérateurs sur une base mensuelle et réglés par Glencore à partir du compte séquestre sur instruction de SHT.

3. Service de la dette Glencore

Le remboursement de la dette contractée auprès de Glencore, ainsi que les frais de restructuration y afférents, a mobilisé **356,8 millions USD** en 2022. Ces montants concernent uniquement la part de l'État (hors SHT PCCL). Le détail de l'accord et des remboursements est décrit dans la [section 4.3.2](#)

⁹² Glencore Payments to Governments Report 2022 ([lien](#))

⁹³ Glencore Payments to Governments Report 2023 ([lien](#))

4. Commissions de commercialisation

Une commission de 4,8 millions USD a été perçue par la SHT pour la vente du brut de l'État.

Tableau 41 - Synthèse des coûts imputés sur le recettes pétrolières (en USD)

	Total 2022 ⁹⁴	Dont SHT PCCL ⁹⁵	Etat (hors SHT PCCL)
Revenus de vente recouvrés en 2022	736 525 597	212 185 302	524 340 295
Coûts de transport ⁹⁶	47 743 189	7 797 660	39 945 529
Coûts pétroliers/Cash Call ⁹⁷	71 351 805	49 416 982	21 934 823
Coûts de la dette Glencore ⁹⁸	356 765 405		356 765 405
Commissions sur vente au profit de SHT	4 779 211		4 779 211
Total des coûts déduits en 2022	480 639 610	57 214 642	423 424 968
Revenus nets 2022 (en USD)	255 885 987	154 970 660	100 915 327

En l'absence de transmission du relevé bancaire du compte Citibank, il n'a pas été possible de vérifier de manière indépendante les paiements effectivement reçus ni les coûts déduits à partir de ce compte séquestre.

Par ailleurs, les montants relatifs aux cash calls et au remboursement de la dette Glencore n'ont pas pu faire l'objet d'une réconciliation. Les données présentées dans ce rapport sont exclusivement fondées sur les déclarations unilatérales de la SHT, sans confirmation par les opérateurs concernés ou par Glencore.

(vi) Recettes de ventes constatées dans le budget

a) Ventes à la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)

En 2022, 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.

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 comptabilisation, sont détaillées à la section 4.3.3 du présent rapport.

c) Ventes réalisées des parts SHT PCCL

Les volumes commercialisés de la SHT PCCL, ne sont pas comptabilisés comme recettes de l'État. En effet :

- Les **revenus générés** (environ 212 millions USD en 2022) sont considérés comme recettes propres de la SHT PCCL ;
- Les **coûts associés** (transport, cash calls) sont également supportés et comptabilisés par la société, hors budget de l'État.

b) Ventes à l'export (hors SHT PCCL)

Les volumes de pétrole brut attribués à l'État, hors ceux de SHT PCCL, sont exclusivement exportés via **Glencore Energy UK Ltd**, dans le cadre d'un accord de commercialisation. Les recettes issues de ces ventes sont versées sur un **compte séquestre ouvert à la Citibank** au nom de la SHT. Ces revenus ne transitent pas directement par le budget de l'État. Seuls les rapatriements effectués par le Trésor depuis ce compte sont enregistrés comme recettes budgétaires.

⁹⁴ Source : Déclaration SHT sauf indication contraire

⁹⁵ Source : Ibid.

⁹⁶ Source : Déclaration SHT

⁹⁷ Source : Déclaration SHT

⁹⁸ Source : Déclaration SHT

Rapatriements effectués en 2022

Selon les données communiquées par la DGTCP, quatre appels de fonds ont été effectués au cours de l'année 2022 pour un montant total de 90,1 milliards FCFA, soit environ 144,2 millions USD :

Tableau 42 Rapatriements des revenus directs pétroliers sur le compte du trésor en 2022⁹⁹

N° appel de fonds	Date	Montant en FCFA	Montant en USD (*)
117	12/01/2022	23 163 141 357	37 059 722
118	03/05/2022	17 395 654 043	27 832 067
119	27/07/2022	18 556 972 975	29 690 112
120	14/12/2022	30 986 303 911	49 576 341
Total		90 102 072 286	144 158 241

(*) Le taux de change USD/FCFA=642,7

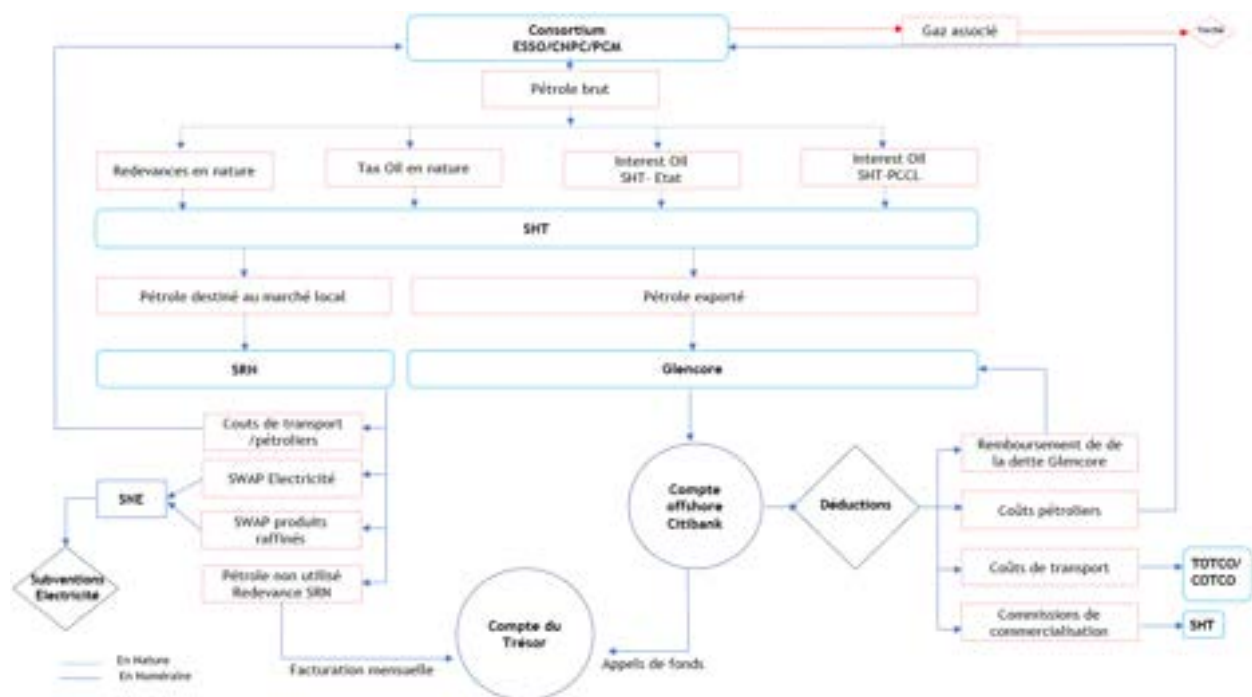
Autres mouvements non identifiés

En parallèle, le relevé du compte du Trésor auprès de la BEAC fait état de trois opérations supplémentaires en fin d'année 2022, totalisant 20,6 milliards FCFA, sans qu'elles soient identifiées comme rapatriements de revenus pétroliers :

- 8 300 000 000 FCFA - séquence 5839 du 29/12/2022
- 6 162 417 291 FCFA - séquence 5831 du 30/12/2022
- 6 162 417 291 FCFA - séquence 5832 du 30/12/2022

La nature de ces mouvements n'a pas été précisée par le Trésor. Si ces montants correspondent effectivement à des rapatriements, le total des revenus directs rapatriés atteindrait 110,7 milliards FCFA, contre 102,4 milliards FCFA inscrits dans le tableau des opérations financières de l'État pour 2022.

Figure 7 Recouvrement des revenus directs pétroliers



⁹⁹ Source : Répartition des revenus pétroliers directs 2022, DGTCP

4.2.2. Secteur minier

La législation minière en vigueur ne prévoit pas de mécanisme de perception de revenus en nature par l'État, tel que défini par la Norme ITIE. Tous les revenus perçus par l'État dans ce secteur sont de nature financière (redevances, taxes, droits fixes, etc.).

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.

Ces accords sont décrits dans les [sections 4.3.2](#), [4.3.3](#) et [4.3.4](#).

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 restructuration dont les conditions par convention se présente comme suit :

Tableau 43 Conditions de la dette Glencore

	Convention de prépaiement 2013 ¹⁰⁰	Convention de prépaiement 2014 ¹⁰¹	Convention de prépaiement 2015 ¹⁰²	Convention de prépaiement 2018 ¹⁰³
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, payable à chaque livraison d'une cargaison.	-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 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% 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

¹⁰⁰ Rapport ITIE 2018

¹⁰¹ <http://itie-tchad.org/wp-content/uploads/2018/06/Convention-de-pr%C3%A9paiement-entre-la-SHT-et-Glencore-Energy-UK-L.pdf>

¹⁰² Rapport ITIE 2018

¹⁰³ [Loi de finances 2019](#)

	Convention de prépaiement 2013 ¹⁰⁰	Convention de prépaiement 2014 ¹⁰¹	Convention de prépaiement 2015 ¹⁰²	Convention de prépaiement 2018 ¹⁰³
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 échéancier 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 livrés à Glencore			. 4 cargaisons minimum par trimestre (tout manquement entraînant un cas de défaut au titre du contrat de prépaiement)	Aucune condition de volume minimum livré
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\$ ¹⁰⁴

Il convient de noter que le Tchad a conclu, en **novembre 2022**, un nouvel accord de **restructuration de la dette contractée auprès de Glencore** et d'autres créanciers¹⁰⁵. Bien que les termes détaillés de l'accord n'aient pas été rendus publics, il prévoit un **rééchelonnement du service de la dette à partir de 2024**, sans réduction du stock total de la dette. L'accord comprend également un **mécanisme automatique d'ajustement** destiné à atténuer les effets d'une éventuelle baisse des prix du pétrole, en vue de préserver la soutenabilité de la dette.

¹⁰⁴ Rapport ITIE 2018

¹⁰⁵ Source : [Reuters](#)

(i) **Echéancier de remboursement de la convention de prépaiement 2018**

La convention de prépaiement conclue en juin 2018 entre la SHT et Glencore prévoit un échéancier 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).

Le contrat de 2018 prévoit un échéancier 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)**

Outre l'échéancier de base, le contrat prévoit que la SHT verse des montants additionnels au titre du **partage de l'excédent** lorsque le prix du brut dépasse les seuils suivants :

Année	Seuil de déclenchement (USD/baril)
2018	57,0
2019	56,0
2020	55,0
2021	54,0
2022+	53,5

Modalités du cash sweep :

- **Amortissement additionnel :**
 - 5 % du montant excédentaire en 2018 et 2019
 - 2,5 % de 2020 à 2027
- **Intérêts sur montants reportés :** 2 % par an, non capitalisés.
- **Répartition de l'excédent :**
 - **2018-2021 :** après amortissement additionnel, 60 % à l'État/SHT et 40 % au service de la dette.
 - **À partir de 2022 :** 50 % à l'État/SHT et 50 % au service de la dette.

(ii) Remboursement du prépaiement en 2022

En 2022, le service de la dette Glencore a représenté un coût total de **356,7 millions USD**, selon les données déclarées par la SHT. Ce montant se décompose comme suit :

Éléments du remboursement	Montant en millions US\$
Principal	135,2
Cash sweep	164,9
Total Principal remboursé	300,1
Intérêt contractuel (Libor+3%)	40,2
Marge supplémentaire (2%)	16,4
Total intérêt	56,6
Frais de restructuration	-
Frais d'agent	-
Total	356,7

Le tableau ci-dessous présente la ventilation trimestrielle des paiements effectués par la SHT :

Début de période	Fin de période	Principal du PPA (m\$)	LIBOR-3 mois	Marge	Intérêts sur le principal (m\$)	Marge supp.	Marge supp. (m\$)	PPA Principal (m\$)
31/12/2021	31/03/2022	925,51	1,00000%	3%	- 9,20	2%	- 4,60	-75,70
31/03/2022	30/06/2022	849,81	1,00600%	3%	- 8,61	2%	- 4,30	-60,63
30/06/2022	30/09/2022	789,18	2,25043%	3%	-10,59	2%	- 4,03	-88,59
30/09/2022	30/12/2022	700,58	3,67414%	3%	-11,80	2%	- 3,50	-75,20
30/12/2022		625,38						
Total					- 40,20		- 16,43	- 300,12

Selon la **Direction des Études et de la Prévision**, ce montant est légèrement supérieur, à **357,3 millions USD**, du fait de la prise en compte de **frais d'agent estimés à 0,6 million USD**.

Éléments du remboursement	Montant en millions US\$
Principal	135,2
Cash sweep (Total 2022 : 330,6 millions \$)	164,9
Total Principal remboursé	300,1
Intérêt contractuel (Libor+3%)	40,2
Marge supplémentaire (2%)	16,4
Total intérêt	56,6
Frais de restructuration	-
Frais d'agent	0,6
Total	357,3

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 **212,5 milliards de FCFA** (soit environ **340,3 millions USD**), dont :

Éléments du remboursement	Montant (FCFA)	Montant USD
Principal	187 402 millions	300,1 millions
Intérêt	25 131 millions	40,2 millions
Total	212 533 millions	340,3 millions

Toutefois, ces données ne couvrent pas certains coûts rapportés par la SHT, notamment la **marge supplémentaire de 16,4 millions USD** et les **frais d'agent**.

Concordance de l'encours de la dette Glencore

Au 31 décembre 2022, la SHT a déclaré un encours de dette de 625,4 millions USD au titre de l'accord de préfinancement Glencore. Ce montant est confirmé par le rapport [Payments to Government report 2022](#) de Glencore, qui indique :

- 232 millions USD dus par la SHT à Glencore (avance nette à rembourser en nature),
- 393 millions USD dus par la SHT au syndicat de prêteurs, remboursables en nature (livraison future de pétrole).

Le total de 625 millions USD correspond donc aux obligations financières globales de la SHT dans le cadre de cet accord.

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 (CNPIC), 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 CNPIC 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.
- 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)¹⁰⁶.

(ii) Dette accumulée 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 USD¹⁰⁷ 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 CNPIC, 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 CNPIC.

➤ 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 CNPIC, 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.

¹⁰⁶ 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

¹⁰⁷ Article G du mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'Etat, la SHT, CNPIC, Cliveden et la SRN

- 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.
- **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 - 2022**

En 2022, la SRN a reçu **4 millions de barils** au titre de la redevance, représentant une valeur de **187,4 millions USD** :

Tableau 44 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 2022

(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 2022, réparties comme suit :

Tableau 45 Historique des compensations SHT/SRN

Ligne	Articles	Unité	2020	2021	2022	Commentaires
A	Volume total de la Redevance en Nature pour cette année	BBL	4 000 000,00	4 000 000,00	4 000 000,00	Total 4 millions de barils par an
B	Prix (prix convenu 46,85 USD par baril)		46,85	46,85	46,85	
C	Valeur totale de la Redevance en Nature (=b*c)	USD	187 400 000,00	187 400 000,00	187 400 000,00	
D	Tarif de transport de Ronier à SRN	USD	16 000 000,00	16 000 000,00	16 000 000,00	4 USD par baril
	Tarif de transport de Ronier à Komé				4 630 193,00	
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	16 305 684,22	15 897 283,93	15 200 962,00	

Ligne	Articles	Unité	2020	2021	2022	Commentaires
G	coût de production de l'électricité (=e*1000*30xaf)/Taux d'EX-SNE	USD	3 981 967,38	3 882 233,05	3 712 186,00	
H	Chargement de gazole pour (MOU 7 camions par jour)-SNE	USD	68 150 917,15	71 913 015,26	63 813 100,00	
I	Solde de la valeur nette de la Redevance en Nature (=c-d-f-g-h)	USD	82 961 431,25	79 707 467,76	84 043 559,00	
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	52 370 143,00	52 370 143,00	52 370 143,00	Le montant initial est de 209 480 571,65 USD.
	2. Dettes tarifaires de la Redevance en Nature par mois	USD	10 458 948,00	10 458 948,00	10 458 948,00	Le montant initial est de 41 835,792 USD.
	3. Solde du prêt de l'actionnaire de la SRN	USD	2 069 398,00	2 069 398,00	2 069 398,00	Le montant initial est de 8 277 590,46 USD.
K	Remboursement des dettes impayées de 2021 ce mois-ci (=j1+j2+j3)	USD	64 898 489,00	64 898 489,00	64 898 489,00	
L	Solde de la Redevance en Nature après le MOU	USD	18 062 942,25	14 808 978,76	19 145 070,00	
M	Fioul pour AGGREKO	Litre				
N	Fuel pour AGGREKO (300xaf/L)-SNE	USD	12 864 371,93	12 347 569,82	2 354 872,00	
O	Fioul pour la SNE	USD			2 384 179,00	Contrat N° : SRN - SNE - FO - CHA - 2022 - 001
P	Chargement de gazole pour 7 camions par jour en dehors du MOU -SNE	USD	27 597 797,94	20 501 984,00	30 286 418,00	
Q	Chargement de gazole pour les villes du sud-SNE	USD		1 005 255,33	1 202 431,00	Lettre de MPM du 17 mars 2021
R	Total hors MOU (=n+o+p)	USD	40 462 169,87	33 854 809,15	36 227 900,00	
S	Solde de la valeur de la Redevance en Nature ce mois-ci		(22 399 227,62)	(19 045 830,39)	(17 082 830,00)	Solde négatif à payer par l'ÉTAT à la SRN
	Remboursement des dettes de l'année dernière		2 448 453,69			
T	Chargement pour l'armée	USD	5 172 307,25	5 049 311,86	2 467 807,00	Production d'huile à l'armée conformément à la lettre de l'ÉTAT
U	Le solde final	USD	(30 019 988,56)	(24 095 142,25)	(19 550 637,00)	Solde négatif à payer par l'ÉTAT à la SRN

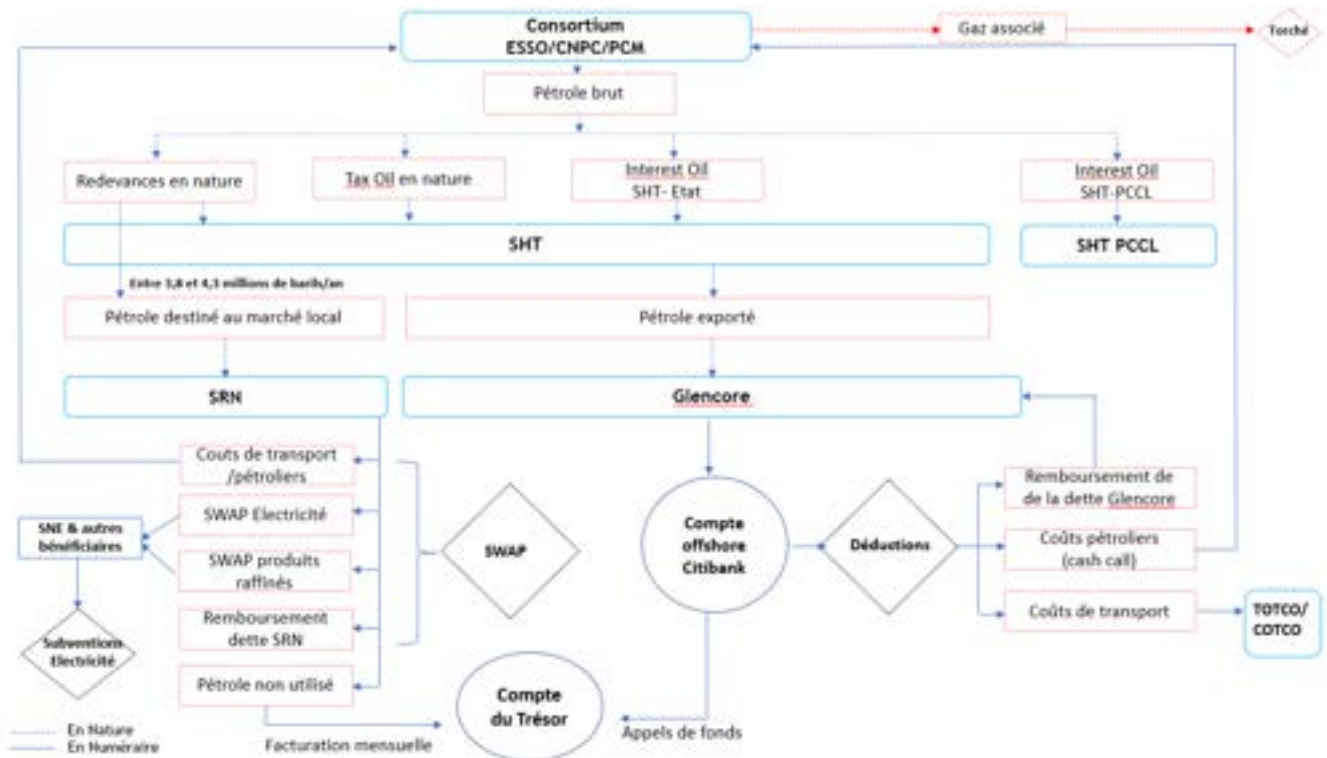
Source : Déclaration ITIE SHT/SRN

(viii) Une dette résiduelle cumulée en dehors du cadre contractuel initial

À l'issue des compensations effectuées sur la période 2020-2022 dans le cadre du **Mémorandum d'Entente de 2018**, une **dette résiduelle cumulée de 73,7 millions USD** reste due par l'État à la SRN. Ce montant correspond aux soldes négatifs successifs constatés après déduction des compensations prévues, dont **19,55 millions USD** pour la seule année 2022.

Cette dette n'est pas expressément prévue par le Mémorandum, dont la durée contractuelle couvre la période **janvier 2020 - décembre 2023**. À ce jour, aucun mécanisme de règlement ou de prorogation n'a été communiqué.

(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 Mémoire d'Entente a été signé le 7 janvier 2018 entre l'État tchadien, la SHT, la CNPIC, 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 Mémoire identifie les soldes suivants entre les parties :

Tableau 46: Situation des dettes et créances réciproques SRN, Etat, SHT, CNPIC et Cliveden au 31 Décembre 2017

Débiteurs	Créanciers									
	ETAT	Note	CNPIC	Note	CLIVEDEN	Note	SRN	Note	SHT	Note
ETAT			20,918	(1)	20,918	(1)	209,500	(2)		
							48,703	(3)		
CNPIC									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 CNPIC 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 d'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 47: 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 Mémorandum 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 Mémorandum ne prévoit pas l'application d'intérêts.

(v) Suivi des remboursements (2020-2022)

Selon les données de la SHT, **64,9 millions USD** ont été remboursés en 2022 au titre des dette.

Tableau 48: Solde de la dette de l'Etat (en millions USD)

Dette	Encours initial	Remboursement 2020	Remboursement 2021	Remboursement 2022	Encours au 31/12/2022
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	64,90	64,90	64,90	64,90

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, suivie d'un contrat de transport. TOTCO est responsable de l'exploitation du **tronçon tchadien du pipeline** reliant le champ pétrolier de Komé à la frontière camerounaise. Elle assure également l'intégration technique des pipelines de CNPCI et de **Petrochad Transportation Company**, qui y sont connectés.

TOTCO est une société de droit tchadien, dont le capital est détenu par plusieurs actionnaires, notamment **ESSO**, **Petronas**, ainsi que l'État tchadien à travers deux entités :

- La SHT Overseas Petroleum Tchad (Bermuda), qui détient **21,54 %** du capital ;
- L'État tchadien directement, à hauteur de **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.

➤ *Volumes transportés et droits perçus en 2022*

En 2022, le Tchad a exporté environ **45,2¹⁰⁸ millions de barils** via le pipeline TOTCO. Les volumes exportés se répartissent comme suit entre les sociétés utilisatrices :

Consortium	Volume exporté (en bbl)
DOBA	8 945 819
CNPCIC	32 316 817
GLENCORE	938 062
OPIC	2 964 877
Total	45 165 575

Le droit de transit de **1,17 USD/baril** s'applique uniquement aux volumes exportés **hors consortium DOBA¹⁰⁹**, soit un total assujetti de **36 219 755 barils**. Sur cette base, les **droits de transit dus en 2022** s'élèvent à **42,4 millions USD**, équivalant à **24,27 milliards FCFA**, **intégralement versés** au Trésor public tchadien selon les données déclarées par TOTCO.

¹⁰⁸ Note sur le secteur Pétrolier, TR 4 2022, N° 23 , OTFIP

¹⁰⁹ Les volumes du **consortium DOBA ne sont pas assujettis** au droit de transit au titre de leur contrat spécifique (Convention Exxon de 1998).

Date/mois	Volume transportés en bbl	Taux unitaire du droit de transit USD	Droit de transit dû en USD	Droit de transit versé en FCFA
JANVIER	3 207 079	1,17	3 757 154	
FEVRIER	2 545 742	1,17	2 982 385	
MARS	3 158 897	1,17	3 700 708	
AVRIL	3 203 380	1,17	3 752 821	
MAI	3 042 523	1,17	3 564 373	
JUIN	3 217 534	1,17	3 769 402	
JUILLET	3 112 464	1,17	3 646 311	
AOUT	3 140 548	1,17	3 679 212	
SEPTEMBRE	2 925 839	1,17	3 427 676	
OCTOBRE	2 976 738	1,17	3 487 305	
NOVEMBRE	2 705 575	1,17	3 169 632	
DECEMBRE	2 983 437	1,17	3 495 153	
Total	36 219 755		42 432 131	24 269 850 821

Source : Déclaration ITIE TOTCO

➤ Impôts et taxes

TOTCO a déclaré avoir payé un total de **4 152 511 676 FCFA** de charges fiscales en 2022. En 2021, la société n'a pas transmis de déclaration, mais la DGI a indiqué des paiements pour un montant total de **294 141 939 FCFA**.

Le détail des paiements par flux est présenté ci-dessous :

Flux	Année 2021	Année 2022
Impôt sur les Sociétés (IS)		1 886 123 118
IRPP	293 301 378	255 477 909
Autres Droits et taxes douanières		30 230 158
IS libératoire		23 006 896
IPP/Loyers		12 388 236
Contribution de l'ONASA (FIR)	8 920	13 440
Taxe forfaitaire	831 641	
Total	294 141 939	2 207 239 757

➤ Dividendes

- La SHT a déclaré avoir perçu **362,3 millions FCFA** au titre de sa participation dans TOTCO (21,54 % du capital).
- TOTCO a déclaré avoir versé à l'État des dividendes pour un montant de **300 887 USD**.
- Le **rapport mensuel des recettes** de la DGTCP indique, quant à lui, que le montant effectivement reçu au titre des dividendes TOTCO est de **137,7 millions de FCFA**.

➤ Dépenses sociales

TOTCO n'a rapporté aucune dépense sociale pour l'année 2022.

4.4.1.2. COTCO: Cameroon Oil Transportation Company

COTCO est la société chargée de l'exploitation du tronçon camerounais du pipeline Tchad-Cameroun, qui relie 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'entretien. En raison de sa domiciliation, COTCO n'est pas assujettie à la fiscalité tchadienne.

L'État tchadien et la **Société des Hydrocarbures du Tchad (SHT)** sont actionnaires de COTCO à hauteur respectivement de **2,74 %** et **21,26 %**. De ce fait, les **seuls revenus** perçus par le Tchad au titre de cette infrastructure proviennent des **dividendes distribués aux actionnaires**.

➤ **Dividendes perçus**

- La SHT a déclaré avoir perçu en 2022 un montant de **12,8 milliards FCFA** au titre des dividendes versés par COTCO.
- Selon le **rapport mensuel des recettes de mai** de la DGTCP, un montant de **1 674 ,1 millions de FCFA** a été enregistré au titre des dividendes COTCO.

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 :

- **Tarifification 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 2022**

Selon les données fournies par la DGI, aucun paiement significatif n'a été enregistré de la part de PTC au titre de l'exercice 2022, à l'exception d'un paiement de 13 795 FCFA au titre de la taxe sur les véhicules de tourisme, confirmé par l'entreprise.

➤ **Suspension de l'activité**

La société a suspendu sa production dans les champs Badila et Mangara entre mai 2020 et juin 2022, ce qui explique l'absence de flux économiques significatifs pendant cette période.

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 2022**

En 2022, 4 millions de barils ont été livrés à la SRN au titre de la Redevance en Nature. Sur cette base:

- 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 **4,63 millions USD**.

Ces chiffres sont issus du rapport de la SRN sur le traitement du brut, transmis par la SHT. Toutefois, aucune confirmation de versement effectif sur le compte fiduciaire n'a pu être obtenue à ce jour.

➤ **Revenus potentiels pour l'État via la SHT**

La **SHT**, en tant que membre du consortium CNPIC 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 2022 sont estimés à environ **2 millions USD**.

➤ **Situation en 2022**

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.

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 2022, selon les données fournies par les administrations publiques concernées, la SRN a versé un total de **105,17 milliards FCFA** aux entités collectrices de l'État.

Tableau 49 Paiements du secteur de raffinage 2022¹¹⁰

Flux	Entités Perceptrices	Année 2022
Redevance FER	FER	26 445 547 725
Redevance ARSAT	ARSAT	19 023 389 863
Impôt sur les Sociétés (IS)	DGI	18 767 108 506
IRPP	DGI	13 082 736 196
Taxe spécial	DGI	8 066 083 980
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	DGI	7 293 800 474
TRT	DGI	5 000 000 000
Taxe forfaitaire	DGI	2 957 656 215
Contribution de la patente	DGI	2 368 032 938
Cotisation patronale CNPS	CNPS	789 272 047
Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	DGI	774 353 053
Autres Droits et taxes douanières	DGDDI	233 810 743
TVA reversée	DGI	220 171 090
Redevance statistique à l'importation	DGDDI	114 257 745
Redressements fiscaux	DGI	25 921 994
Taxe communautaire d'intégration (TCI)	DGDDI	6 757 536
Taxe d'union Africaine (TUA)	DGDDI	1 351 505
Contribution de l'ONASA (FIR)	DGI	242 910
Total Général		105 170 494 520

¹¹⁰ Déclarations ITIE 2022

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 au Tchad sont régies par les textes suivants :

- La Constitution ;
- La [Loi](#) n° 002/Pr/2000 du 16 Février 2000 portant sur les statuts des Collectivités Territoriales Décentralisées (CTD) ;
- La Loi N° 11/PR/2004 du 07 Juin 2004 portant régime financier et fiscal des CTD ;
- La Loi N° 12/PR/2004 du 07 Juin 2004 portant régime comptable des CTD ; et
- La Loi N° 033/PR/2006 du 11 Décembre 2006 portant transfert de compétences entre l'Etat et les CTD.

Les ressources des CTD sont constituées des éléments suivants :

- Les produits des impôts et taxes communaux ;
- La part qui leur revient des droits sur les produits des impôts et taxes perçus au profit du budget de l'Etat (centimes additionnels) ;
- Les produits des dotations et les subventions de l'État (la dotation globale de fonctionnement, les subventions d'équipement, la dotation de décentralisation, la subvention d'équilibre financier) ;
- Les produits des emprunts contractés ;
- Les dons et legs ;
- Les revenus de leur patrimoine ; et
- **Un pourcentage sur le produit des ressources du sol et du sous-sol exploitées sur leur territoire.**

Conformément à l'article 759 du Code Général des Impôts, les **impôts et taxes communaux** comprennent:

- Contribution foncière des propriétés bâties ;
- Contribution foncière des propriétés non bâties ;
- Contribution des patentes ;
- Taxe sur les spectacles, jeux et divertissements ;
- Taxe sur la valeur locative des locaux professionnels ; et
- Taxe des Services Publics.

4.6.2. Paiements infranationaux

Dans le cadre du secteur extractif, certaines exonérations d'impôts et taxes communaux sont accordées durant la phase de recherche, et peuvent également être prévues contractuellement pour la phase de production, notamment dans le secteur pétrolier.

À l'exception des **revenus pétroliers transférés individuellement aux provinces productrices** - qui relèvent des transferts infranationaux traités à la [section 5.2](#), les **paiements directs effectués par les entreprises extractives aux collectivités territoriales** restent très limités.

- **Paiement direct identifié : contribution de la patente**

Pour l'année 2022, la **seule taxe communale directement identifiée** en lien avec le secteur extractif est la **contribution de la patente**, dont le montant total s'élève à **2,4 milliards FCFA**, répartis comme suit :

Sociétés	Flux	Secteur	Régies Après ajustements
SRN	Contribution de la patente	Raffinage	2 368 032 938
SHT	Contribution de la patente	Hydrocarbures	13 558 845
TOTCO	Contribution de la patente	Trans port pétrolier	11 100 753
GROUPE GMIA SACA	Contribution de la patente	Secteur Minier	1 750 000
ABOURACHID SAAG	Contribution de la patente	Secteur Minier	1 037 500
Total			2 395 480 036

➤ **Absence de dividendes pour les collectivités**

Il avait été indiqué que les communes de Pala, Léré, Fianga et Gounou Gaya détiennent chacune 2 % du capital de la SONACIM. Toutefois, selon les états financiers de la SONACIM, le capital est entièrement détenu par l'État, ce qui remet en question la participation directe des collectivités. Aucun dividende n'a été versé en 2022.

➤ **Conclusion**

En conclusions, les paiements infranationaux au sens de la Norme ITIE ne sont pas applicables pour l'année 2022.

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 50 Flux de paiements liquidés et recouverts par projet

N°	Nomenclature des flux	Projet (Oui/Non)
Paiements 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
Paiements en numéraire		
DGTP		
8	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	Oui
9	Redevance superficière	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
DGCPT		
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
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	Indemnités 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

N°	Nomenclature des flux	Projet (Oui/Non)
74	Redevance superficière	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 2022**, 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 2022**, soit : **1 USD = 625,022 FCFA**¹¹¹. 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.

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).

¹¹¹ [Cours moyen annuel 2022 USD/FCFA de 625.022](#)

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 pour¹¹² :

- 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)**.

¹¹² [IFRS](#)

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 51 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

- **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 2022 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 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

➤ Entités publiques

Sur les 19 entités publiques incluses dans le périmètre du rapport (cf. [section 4.1.2.4](#)), 11 n'ont pas soumis de déclaration ITIE ou n'ont fourni qu'une déclaration partielle. Les principaux impacts sur l'exhaustivité sont les suivants :

N°	Entités publiques	Constatation	Impact
1	DGTCP	La DGTCP n'a pas soumis de déclaration ITIE formelle dans le cadre de ce processus. Les informations communiquées se sont limitées aux éléments suivants : <ul style="list-style-type: none"> • les rapports mensuels des recettes, • les relevés des comptes de paiement des recettes pétrolières à l'exportation, • le compte de répartition des revenus pétroliers indirects, • ainsi que la balance des comptes de l'État. 	<ul style="list-style-type: none"> • Ces documents ont été pris en compte dans la détermination des paiements et des revenus effectivement recouvrés par la DGTCP. • Toutefois, les données fournies manquent de désagrégation, notamment par entreprise, nature de paiement et période. • De plus, les transferts aux collectivités territoriales ou à d'autres bénéficiaires finaux n'ont pas pu être retracés ni reportés dans le cadre de ce rapport, faute d'informations détaillées.
		Des virements importants identifiés dans le Rapport Mensuel des recettes (14,4 Mds FCFA) n'ont pas été déclarés ni par SRN ni par la DGTCP. La nature exacte de ces paiements (Remboursements de l'Emprunt Auprès de l'Actionnaire Etat) n'est pas clarifiée.	Les montants n'ont pas été intégrés dans les revenus extractifs compilé dans le présent rapport.
2	Caisse Nationale de Retraites du Tchad (C.N.R.T)	Données non fournies par la CNRT.	Prise en compte des paiements à la CNRT à travers la déclaration unilatérale des entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement.
3	Fonds d'Entretien Routier (FER)		Paiements pris en compte via la déclaration unilatérale de la SRN.

N°	Entités publiques	Constatation	Impact
4	Direction Générale des Domaines (DG. Domaines)	Absence de déclaration des paiements reçus par ces entités au titre de l'activité de raffinage.	
5	Autorité de Régulation du Secteur pétrolier Aval du Tchad (ARSAT)		
6	Ministère de l'Environnement	Absence de déclaration au titre des paiements environnementaux	Prise en compte des paiements à environnementaux à travers la déclaration unilatérale des entreprises retenues dans le périmètre de rapprochement.
7	DGTM	La DGTM a transmis ces paiements sous deux formats : certains sont désagrégés par société et par montant, tandis que d'autres sont agrégés uniquement par type de flux.	Les données compilées pour les revenus miniers ont été basées sur la balance générale de l'État (flux : « Autres recettes minières ») et les données reçues par la DGTM.
Entreprises d'Etat			
8	SONACIM	La société n'a pas soumis de déclaration.	
Autres entités publiques			
9	Commune de Doba	Absence de déclaration des revenus reçu au titre des transferts des revenus pétroliers	Les transferts aux communes ont été reportés à travers la déclaration unilatérale de la DGTCP.
10	Commune de Koudalwa		
11	Commune de Mangara		
12	Commune de Logone Occidental		

Les détails sont fournis en annexe 19.

➤ Entreprises extractives

Entreprises retenues dans le périmètre

Parmi les 16 sociétés incluses dans le périmètre de déclaration, 8 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 2022.

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 2022 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 2022 certifiés Annexés	Nombre	Total paiements (en millions FCFA)	Contribution dans les paiements (%)	Évaluation de l'assurance
Non (*)	Oui/Non	Oui/Non	5	98,64	92,43%	Faible
Oui	Oui	Non	3	8,08	7,57%	Moyen
Oui	Oui	Oui	-	-	0,00%	Élevé
Évaluation global			8	106,72	100%	Faible

• **Évaluation des assurances fournies par les entités publiques :**

Déclarations des Entités Publiques	Nombre	Total recettes (en milliards FCFA)	Contribution dans les paiements (en %)	Évaluation de l'assurance
Déclaration non signée et non certifiée	8	651,62	100,00%	Faible
Déclaration signée mais non certifiée	-	-	0,00%	Moyen
Déclaration signée et certifiée	-	-	0,00%	Elevé
Évaluation global	8	651,62	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**, **92,43 % des paiements** ont été classés en **niveau faible d'assurance**, et **7,57 %** en **niveau moyen** ;
- Pour les **organismes collecteurs**, **aucune des 8 entités** n'a fourni de déclaration certifiée, 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 2022.

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**

En 2022, seuls les consortiums **OPIC** et **PCM** ont soumis des déclarations de paiements en nature. La majorité des cargaisons déclarées par la **SHT** n'ont pas été reportées par les sociétés concernées, empêchant un rapprochement complet. Seules deux cargaisons ont pu faire l'objet d'un rapprochement chiffré :

N° Cargaison	Consortium	Déclaration SHT	Déclaration sociétés	Ecart
932		106 000		
910		89 316		
892	RIK OPIC	87 352	129 407	240 647
928		78 059		
918		9 327		
932	RIK PCM	138 000	130 179	7 821
Total		508 054	259 586	248 468

➤ **Rapprochement des paiements en numéraire**

Le total des paiements, non reportés par les sociétés dans leurs formulaires de déclaration et extraits à partir des données des régies financières, s'élève à 506,48 milliards FCFA. Le détail se présente comme suit :

Sociétés	Paiements reportés par les régies financières
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	309 691 526 929
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	196 806 465 802
Total	506 497 992 731

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 56,41 milliards FCFA. Le détail se présente comme suit :

Sociétés	Paiements reportés par les régies financières
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	33 519 081 164
PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	22 435 504 126
GRIFFITHS ENERGY (CHAD) SUCCURSAL Ltd	249 449 746
JIA HE International Petroleum and	188 174 961
MEIGE International Petroleum and NATI	16 000 000
SONACIM	5 451 000
Petrochad Transportation Company Limited	13 795
Griffiths Energy DOH (GEDOH)	-
Total	56 413 674 792

Le total des paiements non reportés par les Régies financières est de 46,80 milliards FCFA, le détail se présente comme suit :

Sociétés	Régies financières	Montant
SHT	DGDDI	2 823 046 364
OPIC	DGDDI	2 573 891 107
CEFC HAINAN	DGDDI	2 370 312 194
SHT	DGI	1 952 235 889
SHT	DGI	991 368 824
Total		10 710 854 378

Le total des paiements non déclarés en raison de l'absence de transmission des formulaires de déclaration par les régies financières s'élève à 1,34 milliards FCFA. Le détail se présente comme suit :

Flux	Régies financières	Paiements reportés par les sociétés
ONAPE ANAT	ANAT	872 473 030
Redevance des domaines	DG. Domaines	257 011 503
PARTICIPATION GRATUITE DE L'ETAT	DGCPT	188 060 919
Cotisation patronale CNRT	CNRT	17 678 211
Total		1 335 223 663

Nous présentons cette section sans prendre en considération les paiements non reportés présentés ci-haut.

L'exercice de rapprochement a porté sur les paiements en numéraire déclarés par les entreprises extractives et les régies financières. Toutefois, en raison de l'absence de déclaration de plusieurs entités (voir détails en section 4.9.1), la couverture effective du rapprochement s'élève à **18,90 %** du total des paiements attendus.

Sur la base des paiements effectivement rapprochés, un **écart global non expliqué de 4,57 milliards FCFA** a été constaté, soit **3,34 %** des montants rapprochés. Ce taux dépasse le **seuil d'écart acceptable de 2 %** fixé par le Comité ITIE, appelant à un renforcement des obligations déclaratives et de la traçabilité des flux.

Sociétés	Paiements reportés par les régies financières	Paiements des Entreprises	Ecart non rapproché	Ecart en %
Secteur de la Raffinerie	105 170 494 520	102 161 354 782	3 009 139 738	2,86%
Secteur du Transport Pétrolier	27 325 532 202	26 698 751 497	626 780 705	2,29%
Secteur des Hydrocarbures	4 279 348 622	3 348 508 619	930 840 003	21,75%
Total	136 775 375 344	132 208 614 898	4 566 760 446	3,34%

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	372 319 561	203 414 117	168 905 444	-	-	-	372 319 561	203 414 117	168 905 444
2	Petrochad (Mangara) Limited	606 841 668	2 262 386 471	(1 655 544 803)	-	-	-	606 841 668	2 262 386 471	(1 655 544 803)
3	OPIC AFRICA CHAD BRANCH	1 395 898 040	1 677 598 474	(281 700 434)	-	-	-	1 395 898 040	1 677 598 474	(281 700 434)
4	United Hydrocarbon Chad Ltd	968 618 229	135 949 560	832 668 669	-	-	-	968 618 229	135 949 560	832 668 669
5	CEFCHAINAN INTERNATIONAL	4 831 121	-	4 831 121	-	-	-	4 831 121	-	4 831 121
Total		3 348 508 619	4 279 348 622	(930 840 003)	-	-	-	3 348 508 619	4 279 348 622	(930 840 003)

❖ Raffinerie

En FCFA

N	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	SRN	68 434 908 514	59 701 556 932	8 733 351 582	33 726 446 268	45 468 937 588	(11 742 491 320)	102 161 354 782	105 170 494 520	(3 009 139 738)
Total		68 434 908 514	59 701 556 932	8 733 351 582	33 726 446 268	45 468 937 588	(11 742 491 320)	102 161 354 782	105 170 494 520	(3 009 139 738)

❖ Transport pétrolier

En FCFA

N	Sociétés	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
1	TOTCO	26 698 751 497	9 252 192 515	17 446 558 982	-	18 073 339 687	(18 073 339 687)	26 698 751 497	27 325 532 202	(626 780 705)
Total		26 698 751 497	9 252 192 515	17 446 558 982	-	18 073 339 687	(18 073 339 687)	26 698 751 497	27 325 532 202	(626 780 705)

Les travaux de rapprochement des flux de paiements en numéraire se détaillent, par flux, comme suit :

❖ Hydrocarbures

En FCFA

N°	Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
Paiements en numéraire (en FCFA)		3 348 508 619	4 279 348 622	(930 840 003)	-	-	-	3 348 508 619	4 279 348 622	(930 840 003)
	DGTP	1 004 148 946	882 283 291	121 865 655	-	-	-	1 004 148 946	882 283 291	121 865 655
8	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	317 326 750	838 060 718	(520 733 968)	-	-	-	317 326 750	838 060 718	(520 733 968)
9	Redevance superficiare	9 214 023	-	9 214 023	-	-	-	9 214 023	-	9 214 023
10	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP)	677 608 173	44 222 573	633 385 600	-	-	-	677 608 173	44 222 573	633 385 600
	SHT	-	421 295 381	(421 295 381)	-	-	-	-	421 295 381	(421 295 381)
17	Commission de commercialisation collectée par la SHT	-	421 295 381	(421 295 381)	-	-	-	-	421 295 381	(421 295 381)
	DGI	1 246 927 211	1 234 795 830	12 131 381	-	-	-	1 246 927 211	1 234 795 830	12 131 381
32	IS libératoire	44 911 688	5 452 564	39 459 124	-	40 518 712	(40 518 712)	44 911 688	45 971 276	(1 059 588)
33	IRPP	1 190 446 849	1 229 006 677	(38 559 828)	-	(40 518 712)	40 518 712	1 190 446 849	1 188 487 965	1 958 884
34	IPP/Loyers	3 860 293	-	3 860 293	-	-	-	3 860 293	-	3 860 293
40	Retenue à la source (IRVM)	4 107 353	-	4 107 353	-	-	-	4 107 353	-	4 107 353
42	Contribution de l'ONASA (FIR)	556 228	21 160	535 068	-	-	-	556 228	21 160	535 068
47	Retenues à la source sur bénéfice non commercial	3 044 800	315 429	2 729 371	-	-	-	3 044 800	315 429	2 729 371
	Ministère de l'environnement	2 734 210	-	2 734 210	-	-	-	2 734 210	-	2 734 210
53	Taxe sur la protection de l'environnement	2 734 210	-	2 734 210	-	-	-	2 734 210	-	2 734 210
	DGDDI	458 442 024	1 490 051 931	(1 031 609 907)	-	-	-	458 442 024	1 490 051 931	(1 031 609 907)
60	Redevance statistique à l'importation	51 860 586	153 933 862	(102 073 276)	-	-	-	51 860 586	153 933 862	(102 073 276)
61	Autres Droits et taxes douanières	4 898 495	1 250 936 908	(1 246 038 413)	-	-	-	4 898 495	1 250 936 908	(1 246 038 413)
62	Taxe sur la valeur ajoutée (douane)	13 861 396	-	13 861 396	-	-	-	13 861 396	-	13 861 396
63	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	25 916 048	70 982 410	(45 066 362)	-	-	-	25 916 048	70 982 410	(45 066 362)
65	Contribution communautaire d'intégration (CCI)	10 371 679	-	10 371 679	-	-	-	10 371 679	-	10 371 679
66	Droit de Douane à l'Importation (DDI)	346 350 170	-	346 350 170	-	-	-	346 350 170	-	346 350 170
67	Taxe d'union Africaine (TUA)	5 183 650	14 198 751	(9 015 101)	-	-	-	5 183 650	14 198 751	(9 015 101)
	DGTM	79 164 218	-	79 164 218	-	-	-	79 164 218	-	79 164 218
73	Droit fixe	44 057 025	-	44 057 025	-	-	-	44 057 025	-	44 057 025
74	Redevance superficiare	35 107 193	-	35 107 193	-	-	-	35 107 193	-	35 107 193
	CNPS	557 092 010	250 922 189	306 169 821	-	-	-	557 092 010	250 922 189	306 169 821
80	Cotisation patronale CNPS	557 092 010	250 922 189	306 169 821	-	-	-	557 092 010	250 922 189	306 169 821

❖ Raffinerie

En FCFA

N°	Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
	Paiements en numéraire (en FCFA)	68 434 908 514	59 701 556 932	8 733 351 582	33 726 446 268	45 468 937 588	(11 742 491 320)	102 161 354 782	105 170 494 520	(3 009 139 738)
	DGI	21 941 314 988	58 556 107 356	(36 614 792 368)	33 726 446 268	-	33 726 446 268	55 667 761 256	58 556 107 356	(2 888 346 100)
31	Impôt sur les Sociétés (IS)	-	18 767 108 506	(18 767 108 506)	18 745 508 506	-	18 745 508 506	18 745 508 506	18 767 108 506	(21 600 000)
32	IS libératoire	262 695 315	-	262 695 315	-	-	-	262 695 315	-	262 695 315
33	IRPP	8 129 903 149	13 082 736 196	(4 952 833 047)	5 987 572 875	-	5 987 572 875	14 117 476 024	13 082 736 196	1 034 739 828
35	Contribution de la patente	-	2 368 032 938	(2 368 032 938)	2 368 032 938	-	2 368 032 938	2 368 032 938	2 368 032 938	-
36	TVA reversée	-	220 171 090	(220 171 090)	-	-	-	-	220 171 090	(220 171 090)
37	Taxe d'apprentissage et formation professionnelle	379 241 146	774 353 053	(395 111 907)	774 353 053	-	774 353 053	1 153 594 199	774 353 053	379 241 146
39	Taxe forfaitaire	2 370 257 204	2 957 656 215	(587 399 011)	435 213 586	-	435 213 586	2 805 470 791	2 957 656 215	(152 185 424)
42	Contribution de l'ONASA (FIR)	324 000	242 910	81 090	-	-	-	324 000	242 910	81 090
43	Redressements fiscaux	-	25 921 994	(25 921 994)	-	-	-	-	25 921 994	(25 921 994)
46	Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	4 716 614 763	7 293 800 474	(2 577 185 711)	3 431 960 740	-	3 431 960 740	8 148 575 503	7 293 800 474	854 775 029
48	Taxe spécial	6 082 279 410	8 066 083 980	(1 983 804 570)	1 983 804 570	-	1 983 804 570	8 066 083 980	8 066 083 980	-
51	TRT	-	5 000 000 000	(5 000 000 000)	-	-	-	-	5 000 000 000	(5 000 000 000)
	DGDDI	234 724 881	356 177 529	(121 452 648)	-	-	-	234 724 881	356 177 529	(121 452 648)
60	Redevance statistique à l'importation	-	114 257 745	(114 257 745)	-	-	-	-	114 257 745	(114 257 745)
61	Autres Droits et taxes douanières	234 724 881	233 810 743	914 138	-	-	-	234 724 881	233 810 743	914 138
63	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	-	6 757 536	(6 757 536)	-	-	-	-	6 757 536	(6 757 536)
67	Taxe d'union Africaine (TUA)	-	1 351 505	(1 351 505)	-	-	-	-	1 351 505	(1 351 505)
	CNPS	789 931 057	789 272 047	659 010	-	-	-	789 931 057	789 272 047	659 010
80	Cotisation patronale CNPS	789 931 057	789 272 047	659 010	-	-	-	789 931 057	789 272 047	659 010
	ARSAT	19 023 389 863	-	19 023 389 863	-	19 023 389 863	(19 023 389 863)	19 023 389 863	19 023 389 863	-
82	Redevance ARSAT	19 023 389 863	-	19 023 389 863	-	19 023 389 863	(19 023 389 863)	19 023 389 863	19 023 389 863	-
	Fond d'entretien routier	26 445 547 725	-	26 445 547 725	-	26 445 547 725	(26 445 547 725)	26 445 547 725	26 445 547 725	-
83	Redevance FER	26 445 547 725	-	26 445 547 725	-	26 445 547 725	(26 445 547 725)	26 445 547 725	26 445 547 725	-

❖ Transport pétrolier

En FCFA

N°	Nomenclature des flux	Déclarations initialement reçues			Ajustements			Montants après ajustements		
		Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence	Sociétés	Gouvernement	Différence
	Paiements en numéraire (en FCFA)	26 698 751 497	9 252 192 515	17 446 558 982	-	18 073 339 687	(18 073 339 687)	26 698 751 497	27 325 532 202	(626 780 705)
	SHT	-	362 325 199	(362 325 199)	-	-	-	-	362 325 199	(362 325 199)
18	Dividendes	-	362 325 199	(362 325 199)	-	-	-	-	362 325 199	(362 325 199)
	DGCPT	188 060 919	137 695 327	50 365 592	-	-	-	188 060 919	137 695 327	50 365 592
28	PARTICIPATION GRATUITE DE L'ETAT	188 060 919	137 695 327	50 365 592	-	-	-	188 060 919	137 695 327	50 365 592
	DGI	26 446 860 420	8 749 246 690	17 697 613 730	-	18 073 339 687	(18 073 339 687)	26 446 860 420	26 822 586 377	(375 725 957)
31	Impôt sur les Sociétés (IS)	1 886 123 118	1 940 792 773	(54 669 655)	-	-	-	1 886 123 118	1 940 792 773	(54 669 655)
32	IS libératoire	23 006 896	29 715 501	(6 708 605)	-	-	-	23 006 896	29 715 501	(6 708 605)
33	IRPP	255 477 909	2 163 311 543	(1 907 833 634)	-	-	-	255 477 909	2 163 311 543	(1 907 833 634)
34	IPP/Loyers	12 388 236	-	12 388 236	-	-	-	12 388 236	-	12 388 236
35	Contribution de la patente	-	11 100 753	(11 100 753)	-	-	-	-	11 100 753	(11 100 753)
39	Taxe forfaitaire	-	2 923 986	(2 923 986)	-	-	-	-	2 923 986	(2 923 986)
42	Contribution de l'ONASA (FIR)	13 440	17 920	(4 480)	-	-	-	13 440	17 920	(4 480)
43	Redressements fiscaux	-	1 723 901	(1 723 901)	-	-	-	-	1 723 901	(1 723 901)
49	Droit de passage /d'accès TOTCO	24 269 850 821	4 599 660 313	19 670 190 508	-	18 073 339 687	(18 073 339 687)	24 269 850 821	22 673 000 000	1 596 850 821
	DGDDI	30 230 158	2 925 299	27 304 859	-	-	-	30 230 158	2 925 299	27 304 859
60	Redevance statistique à l'importation	-	305 828	(305 828)	-	-	-	-	305 828	(305 828)
61	Autres Droits et taxes douanières	30 230 158	2 619 411	27 610 747	-	-	-	30 230 158	2 619 411	27 610 747
63	Taxe communautaire d'intégration (TCI)	-	60	(60)	-	-	-	-	60	(60)
	CNPS	33 600 000	-	33 600 000	-	-	-	33 600 000	-	33 600 000
80	Cotisation patronale CNPS	33 600 000	-	33 600 000	-	-	-	33 600 000	-	33 600 000

- **Ajustements**

Pour les sociétés extractives :

Seule la Société Nationale de Raffinerie (SNR) a répondu aux écarts de réconciliation. Les ajustements effectués à la suite de sa réponse se résument comme suit :

Ajustements sur les déclarations des Sociétés Extractives	Total en FCFA
Taxes payées non reportées	33 726 446 268
	33 726 446 268

Il s'agit des paiements non reportés de la société SRN au titre :

- du flux « Impôt sur les sociétés » pour un montant de 18 745 508 506 FCFA ;
- du flux « IRPP » pour un montant de 5 987 572 875 FCFA ;
- du flux « Impôt Minimum Forfaitaire (IMF) » pour un montant de 3 431 960 740 FCFA ;
- du flux « Contribution de la patente » pour un montant de 2 368 032 938 FCFA ;
- du flux « Taxe spécial » pour un montant de 1 983 804 570 FCFA ;
- du flux « Taxe d'apprentissage et formation professionnelle » pour un montant de 774 353 053 FCFA ;
- du flux « Taxe forfaitaire » pour un montant de 435 213 586 FCFA ;

Pour les régies financières :

Aucune régie financière n'a apporté de réponse aux écarts de réconciliation, et aucun ajustement n'a pu être constaté.

Pour les régies financières :

Ajustements sur les déclarations des Régies financières	Sociétés	Total en FCFA
Taxes payées non reportées par l'Etat	SRN	45 468 937 588
	TOTCO	18 073 339 687
		63 542 277 275

Il s'agit des paiements non reportés par les régies financières au titre :

- du flux « Redevance FER » pour un montant de 26 445 547 725 FCFA ;
- du flux « Redevance ARSAT » pour un montant de 19 023 389 863 FCFA ;
- du flux « Droit de passage /d'accès TOTCO » pour un montant de 18 073 339 687 FCFA (Le droit de passage TOTCO déclaré par les régies financières est de 4,60 milliards FCFA, tandis que la **Situation des Recettes des Régies Financières** reporté par la DGTCP indique un montant total de 22,673 milliards FCFA. Nous avons retenu les données de la DGTCP, jugées plus fiables et plus exhaustives, ce qui a conduit à un ajustement de 18,073 milliards FCFA) ;

• **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 **4 566 760 446 FCFA**, l'équivalent de 3,34% des revenus reportés par l'État.

Les écarts non rapprochés se détaillent dans le tableau suivant :

Sociétés	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	En FCFA
						Total général
United Hydrocarbon Chad Ltd	795 012 604	38 616 974	98 680	(1 059 589)		832 668 669
SHT	168 905 444	-	-			168 905 444
CEFCHAINAN INTERNATIONAL		4 643 741	187 380			4 831 121
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	2 512 966	48 452 337	(315 428)		(332 350 309)	(281 700 434)
TOTCO	1 674 827 160	45 682 408	(4 540)	(1 969 211 894)	(378 073 839)	(626 780 705)
Petrochad (Mangara) Limited		518 482 889	-	(2 073 192 054)	(100 835 638)	(1 655 544 803)
SRN	1 415 554 122	1 117 470 344	81 090	(173 785 424)	(5 368 459 870)	(3 009 139 738)
Total Général	4 056 812 296	1 773 348 693	47 182	(4 217 248 961)	(6 179 719 656)	(4 566 760 446)

Les écarts compensés proviennent principalement des éléments suivants :

- Les montants reportés au titre du flux "Droit de passage / Accès TOTCO" s'élèvent respectivement à 24 269,85 millions FCFA selon TOTCO, et à 22 673 millions FCFA selon la DGTCP. Nous avons retenu comme montant justifié celui déclaré par la DGTCP, figurant dans l'état de situation des recettes de 2022. Cela explique un écart de 1 596,85 millions FCFA, correspondant à la différence non reportée par l'État et restée inchangée ;
- Un écart de 1 907,83 millions FCFA a été constaté entre la déclaration de TOTCO et celle de la DGI au titre du flux "IRPP" non reporté par la société ;
- Un écart de 1 247,04 millions FCFA a été constaté entre la déclaration de la société « PETROCHAD MANGARA » et celle de la douane au titre du flux "Autres droits et taxes douanières" non reporté par la société ;
- Un écart de 1 034,74 millions FCFA a été constaté entre la déclaration de la SRN et celle de la DGI au titre du flux "IRPP" non reporté par l'Etat ;
- La DGI a reporté un paiement de 5 milliards FCFA au titre du flux "TRT" (numéro de quittance 0033295# à la date de 05/04/2022). Nous avons engagé une procédure de réconciliation en transmettant le détail de ce flux à la DGI et à la société SRN. À ce jour, la DGI n'a pas apporté de réponse concernant les écarts signalés, tandis que la société SRN a indiqué ne pas reconnaître ce paiement. Par conséquent, ce montant demeure parmi les écarts non rapprochés.

➤ **Rapprochement de la production**

Écarts entre SHT et les entreprises extractives

Seules les sociétés CNPC et OPIC ont déclaré leur production en barils. Toutefois, aucune d'entre elles n'a indiqué la valeur de cette production. La comparaison des volumes déclarés par la SHT avec ceux de ces sociétés n'a révélé aucun écart. Le détail se présente comme suit :

Consortium	Données SHT	Données Sociétés	Ecart
CNPCI - CC 1999	33 900 390	33 900 390	-
CNPCI - CPP 2014	3 156 867	3 156 867	-
OPIC - CC 2006	3 297 469	3 297 469	-
EEPCI - CC 1988	9 456 731	NC	
PCM - CPP 2011	940 690	NC	
EEPCI CC 2004	801 573	NC	
Total	51 553 720	40 354 726	-

Écarts entre sources nationales

Une comparaison des volumes de production déclarés par la SHT et la **Direction Générale du Trésor et de la Comptabilité Publique (DGTP)** n'a révélé aucun écart significatif.

En revanche, des écarts ont été observés lorsque les données de la SHT sont comparées à celles publiées par l'**Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP)** dans sa note sur le secteur pétrolier au quatrième trimestre 2022. Le tableau ci-dessous en résume les différences :

Consortium	SHT (bbl)	OTFiP (bbl) ¹¹³	Écart (bbl)
CNPCIC	37 057 257	32 316 817	4 740 440
DOBA CONSORTIUM	10 258 304	8 945 819	1 312 485
OPIC	3 297 469	2 964 877	332 592
GLENCORE	940 690	938 062	2 628
Total	51 553 720	45 165 575	6 388 145

Analyse des écarts

Selon l'OTFiP, les volumes rapportés pour le consortium **CNPCIC** excluent les livraisons de brut à la **Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)**. Or, ces livraisons s'élèvent à **4 millions de barils en 2022**, selon les données de la SHT.

Écart résiduel après ajustement

Après intégration de ces volumes non pris en compte, l'**écart résiduel global** entre les données de la SHT et celles de l'OTFiP serait réduit à environ **2,39 millions de barils**.

¹¹³ [Note](#) sur le secteur pétrolier pour le quatrième trimestre 2022, OTFiP

➤ **Rapprochement des exportations**

La conciliation des volumes exportés déclarés par la DGTP avec ceux des sociétés se présente comme suit :

Sociétés	En Volume (en barils) (1)			En Valeur (en USD) (2)		
	Données de la DGTP	Données des sociétés	Données Sociétés	Données de la DGTP	Données des sociétés	Données Sociétés
CNPC	13 834 914	13 835 938	(1 024)	1 429 881 717	1 424 189 274	5 692 443
CLIVEDEN	13 834 914	NC		1 348 606 415	NC	
SHT	8 540 933	8 540 933	-	832 280 442	803 530 595	28 749 847
EEPCI	2 995 792	NC		308 569 360	NC	
PETRONAS Caligari	2 805 386	NC		259 932 612	NC	
CEFC Hainan	1 329 417	1 329 417	-	135 638 045	148 431 043	(12 792 998)
OPIC Africa	995 396	995 396	-	112 599 203	121 498 044	(8 898 841)
PERENCO	559 861	NC		44 251 412	NC	
PCM	391 903	NC		30 975 988	NC	
Total Général	45 288 516	24 701 684	(1 024)	4 502 735 194	2 497 648 956	12 750 452

(1) L'écart provient principalement de la cargaison n°908A, pour laquelle la DGTP a déclaré un volume de 451 059 barils, tandis que la société CNPC a déclaré 452 083 barils.

(2) Le détail des écarts en valeur se présente comme suit :

Écarts entre la DGTP et la société CNPC :

N° Cargaison	Données DGTP	Données CNPC	Ecart
890A	30 562 153	31 382 944	(820 791)
890B	7 829 404	8 039 674	(210 270)
891A	40 182 386	41 630 794	(1 448 408)
893A	42 259 213	46 718 216	(4 459 003)
894A	34 380 699	37 323 425	(2 942 726)
894B	9 042 649	9 816 631	(773 982)
895A	46 292 307	50 621 287	(4 328 980)
896A	43 852 445	54 062 143	(10 209 698)
898A	43 012 067	42 988 780	23 287
898B	12 820 832	12 813 891	6 941
900A	57 247 786	54 493 344	2 754 442
901A	53 780 178	51 414 589	2 365 589
903A	41 885 905	42 736 512	(850 607)
903B	10 188 543	10 395 449	(206 906)
905A	49 318 840	49 548 430	(229 590)
906A	11 085 863	10 435 448	650 415
906B	39 497 625	37 180 271	2 317 354
908A	49 318 840	52 028 446	(2 709 606)
909A	59 391 321	60 634 048	(1 242 727)
911A	13 368 700	13 626 410	(257 710)
911B	44 581 241	45 440 639	(859 398)
912A	16 968 000	17 761 500	(793 500)
912B	38 019 028	39 796 969	(1 777 941)
914A	57 171 145	57 817 613	(646 468)
915A	12 112 032	39 098 599	(26 986 567)
915B	36 899 447	12 833 891	24 065 556

N° Cargaison	Données DGTP	Données CNPC	Ecart
917A	52 068 765	55 390 393	(3 321 628)
919A	10 585 726	10 605 920	(20 194)
919B	36 747 390	36 817 491	(70 101)
920A	45 189 805	47 184 619	(1 994 814)
922A	47 563 081	45 918 417	1 644 664
924A	9 091 698	9 106 883	(15 185)
924B	35 608 680	35 668 154	(59 474)
925A	41 625 144	41 122 475	502 669
927A	6 892 277	8 268 273	(1 375 996)
927B	29 805 401	35 755 844	(5 950 443)
929A	44 371 249	45 131 017	(759 768)
931A	7 974 688	8 039 248	(64 560)
931B	37 336 973	37 639 240	(302 267)
933A	40 637 646	39 529 519	1 108 127
933B	40 637 645	-	40 637 645
934A	7 326 984	6 416 185	910 799
934B	35 349 919	30 955 653	4 394 266
Total	1 429 881 717	1 424 189 274	5 692 443

Ecarts entre la DGTP et la société SHT :

N° Cargaison	Données DGTP	Données SHT	Ecart
892	87 657 248	78 661 135	8 996 113
897	110 305 118	124 275 502	(13 970 384)
904	101 184 646	92 949 459	8 235 187
910	119 039 567	111 164 580	7 874 986
918	91 875 832	95 094 050	(3 218 217)
923	83 750 231	87 891 825	(4 141 594)
928	82 289 145	79 524 920	2 764 226
932	83 527 176	66 873 912	16 653 265
935	72 651 478	67 095 212	5 556 266
Total	832 280 442	803 530 595	28 749 847

Ecarts entre la DGTP et la société CEFC HAINAN :

N° Cargaison	Données DGTP	Données CEFC HAINAN	Ecart
899	67 942 920	77 755 709	(9 812 788)
921	67 695 125	70 675 334	(2 980 209)
Total	135 638 045	148 431 043	(12 792 998)

Ecarts entre la DGTP et la société OPIC AFRICA :

N° Expédition	Données DGTP	Données OPIC AFRICA	Ecart
2022070601	112 599 203	85 048 631	27 550 572
2022070602		36 449 413	(36 449 413)
Total	112 599 203	121 498 044	(8 898 841)

4.10. Coûts des projets

4.10.1. Secteur des hydrocarbures

4.10.1.1 Cadre réglementaire

Le suivi et la gestion des coûts dans le secteur pétrolier tchadien reposent sur :

- Le Code des Hydrocarbures (Loi n° 07-006 de mai 2007), qui établit les obligations de contrôle et de transparence :
 - Article 10 : prévoit que tout contrat pétrolier doit spécifier les obligations d'audit ainsi que leur coût, engageant les parties à des mécanismes de vérification des dépenses.
 - Articles 42 et 43 : habilite le Ministre des Hydrocarbures et le Ministre des Finances à examiner ou faire examiner les registres comptables des opérations pétrolières à tout moment, avec un délai de prescription de cinq ans ou sans limitation en cas de fraude ou de suspicion de malversations. Le contractant est tenu de rapatrier au Tchad les documents si nécessaire, à ses frais.
- Les contrats pétroliers eux-mêmes, en particulier les contrats de partage de production (CPP), définissent les règles de récupération des coûts, distinguent les dépenses récupérables des dépenses non éligibles, et précisent les modalités comptables à travers une procédure comptable annexée.

4.10.1.2 Mécanismes de suivi et d'audit des coûts

Les dispositifs contractuels prévoient que :

- Les entreprises tiennent une comptabilité distincte des opérations pétrolières régies par chaque contrat, permettant de retracer les coûts par projet ;
- L'État, via des agents désignés ou des consultants mandatés, dispose d'un droit permanent de contrôle sur les livres, registres et justificatifs relatifs aux opérations pétrolières ;
- Les audits peuvent aboutir à des réajustements des coûts déclarés, notamment en cas d'identification de dépenses non conformes ou excessives ;
- Les coûts d'audit sont à la charge du contractant, comme précisé à l'article 10 du Code et dans les clauses contractuelles.

4.10.1.3 Divulgence des coûts par projet

Malgré l'existence d'un cadre juridique et contractuel en matière d'audit des coûts, aucune disposition ne prévoit explicitement la publication des résultats de ces audits. En pratique, les rapports d'audit des coûts pétroliers ne sont pas rendus publics, et les coûts déclarés par projet ne sont pas divulgués, que ce soit par les entreprises ou par les autorités.

De plus, l'article L.97 de la Loi sur les procédures fiscales limite la diffusion des informations issues des contrôles fiscaux, en raison de l'obligation de secret professionnel des agents des impôts.

Bien que des mécanismes de contrôle existent, la divulgation effective des coûts par projet reste très limitée, ce qui ne permet pas à ce stade de répondre pleinement aux objectifs de transparence de la Norme ITIE 2023 en matière de gestion des coûts et de prévention des pertes de revenus.

4.10.2. Secteur minier

4.10.2.1 Cadre réglementaire

Les dispositions des articles 305 à 309 du Code Minier régissent la comptabilité et l'audit des coûts dans le secteur minier :

- Chaque titre minier doit faire l'objet d'une comptabilité distincte par année civile (article 305).
- Les coûts de recherche engagés avant la délivrance d'un permis d'exploitation industrielle doivent être audités par un organisme mandaté par l'État (article 306). Ces dépenses sont immobilisées, inscrites dans la convention minière et amorties à partir des premiers exercices bénéficiaires.

- L'audit couvre les traitements, équipements, prestations, frais de siège ou de sous-traitance, à condition qu'ils aient été préalablement approuvés par l'administration (article 307).
- Les titulaires doivent faciliter l'accès aux pièces justificatives et démontrer la conformité aux règles de libre concurrence (article 308).
- Les immobilisations éligibles à un amortissement accéléré doivent être validées par arrêté ministériel conjoint (article 309).

4.10.2.2 Mécanismes de suivi et d'audit des coûts

En complément du Ministère des Mines, l'**administration fiscale** (article 26 du Livre des procédures fiscales) intervient via les **contrôles fiscaux** pour examiner la conformité des entreprises y compris pour les dépenses déduites.

4.10.2.3 Divulgation des rapports sur les coûts et les contrôles fiscaux

Selon l'article 306 du Code minier, les coûts de recherche engagés avant l'octroi du permis d'exploitation minière industrielle doivent être audités par un organisme mandaté par l'État, puis inscrits dans la convention minière. Cette disposition permet théoriquement leur divulgation via la publication des dites conventions.

Cependant, cette divulgation n'a pas pu être vérifiée, car toutes les conventions rendues publiques à ce jour concernent des titres antérieurs au Code de 2018. Aucune convention postérieure – intégrant les nouvelles obligations d'audit des coûts – n'a été publiée à ce jour.

S'agissant des coûts engagés après l'entrée en production, aucun mécanisme de publication n'est prévu. Cette absence s'explique en partie par l'article L.97 de la Loi sur les procédures fiscales, qui impose le secret professionnel aux agents des impôts et limite la diffusion des informations issues des contrôles fiscaux.

En conséquence, la transparence sur les coûts réels des projets miniers reste très limitée et ne permet pas de répondre pleinement aux attentes de la Norme ITIE 2023 en matière de suivi des coûts et de prévention des pertes de revenus.

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 toutes les opérations de recettes dans le cadre de la loi de finances. Elle centralise l'ensemble des recettes de l'État et assure la gestion de la liquidité via :

- les postes comptables du Trésor (Trésorerie Paierie Générale, Trésoreries régionales et départementales) ;
- le compte unique du Trésor ouvert à la BEAC.

Les recettes fiscales (impôts et taxes) sont collectées par la DGI et la DGDDI, avec des receveurs de la DGTCP détachés auprès de ces régies pour en assurer le recouvrement. Les fonds sont ensuite transférés au Trésor, en numéraire ou via les comptes bancaires autorisés.

Le cadre budgétaire repose sur deux principes fondamentaux :

- **Unité budgétaire** : toutes les recettes et dépenses doivent être retracées dans un document unique (loi de finances) ;
- **Universalité budgétaire** : les recettes alimentent un fonds commun sans affectation spécifique, sauf dérogation prévue par la loi.

5.1.2 Cadre spécifique de recouvrement et d'affectation des revenus pétroliers

La [loi](#) de finances 2022 a introduit un nouveau cadre de gestion des recettes pétrolières, abrogeant les dispositions antérieures de la loi n°002/PR/2014. Elle distingue deux catégories de revenus :

- **Ressources directes** : redevances et dividendes ;
- **Ressources indirectes** : impôts, taxes et droits de douane liés à l'exploitation pétrolière.

Recouvrement

- Les **ressources directes** sont versées soit sur un compte séquestre offshore, soit dans une banque locale.
- Les **ressources indirectes** sont versées directement sur un compte du Trésor.
- Tous les revenus sont ensuite intégrés au **budget général de l'État**, conformément aux principes d'universalité et d'unité budgétaire.

Affectation

L'article 33B de la loi de finances fixe les règles suivantes pour les revenus directs :

- **Redevances** :
 - 70 % pour le financement des secteurs prioritaires (éducation, santé, infrastructures, etc.)
 - 25 % pour les dépenses de l'État jusqu'à atteindre le niveau de l'impôt sur les sociétés
 - 5 % pour les **provinces productrices**
- **Dividendes** :
 - 80 % pour les secteurs prioritaires
 - 20 % pour les dépenses courantes et d'investissement de l'État

Mécanismes de suivi

- Les comptes sont soumis à **audit annuel** par la Cour des comptes et à un **suivi par l'IGF**.
- Les dépenses financées doivent s'inscrire dans un **cadre de programmation triennal**.

- Les 5 % affectés aux provinces productrices sont versés sur un sous-compte BEAC, avec suivi trimestriel et allocation selon les revenus générés.

5.1.3 Revenus extractifs hors budget et affectation

Conformément aux principes fondamentaux des finances publiques – **unicité, universalité et non-affectation des recettes**, rappelés dans la législation budgétaire tchadienne – **tous les revenus, y compris ceux issus du secteur extractif, doivent être versés au Trésor public et inscrits dans le budget général de l’État.**

La loi de finances 2022 est venue renforcer ce principe en précisant que **toutes les recettes issues du secteur pétrolier, directes ou indirectes, doivent être constatées dans le budget général de l’État.**

Cependant, **plusieurs flux issus du secteur extractif dérogent à ce principe**, notamment les revenus pétroliers perçus en nature, certaines contributions extrabudgétaires et des recettes minières spécifiques. Les paragraphes suivants présentent les principaux cas de dérogation.

Malgré l’application du principe d’universalité budgétaire, une part importante des revenus extractifs :

5.1.3.1. Produits des redevances et des parts en nature de ETAT-SHT

(i) Produits des redevances et des parts en nature exportés

Pour l’année 2022, les revenus directs pétroliers perçus en nature – incluant les redevances et les parts de production de l’État et de la SHT – 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, l’article 33 A de la loi de finances 2022 stipule également que **l’ensemble des revenus pétroliers doivent être constatés dans le budget général de l’État**. En pratique, seuls les rapatriements de fonds effectués depuis le compte séquestre vers le Trésor public (compte BEAC) sont comptabilisés dans les recettes budgétaires. Les montants perçus et utilisés directement depuis le compte séquestre **ne sont pas retracés dans l’exécution budgétaire annuelle**, ce qui limite la visibilité sur l’intégralité des recettes collectées au titre des parts de production.

❖ *Utilisation des fonds versés sur le compte séquestre*

Les produits pétroliers sont utilisés selon un ordre de priorité établi par les pratiques en vigueur :

- Remboursement de la dette contractée auprès de Glencore ;
- Paiement des coûts pétroliers et de transport afférents aux parts de l’État et de la SHT ;
- Rapatriement du solde net au compte du Trésor public à la BEAC, sur la base d’appels de fonds émis par la DGTCP. La périodicité de ces appels de fonds n’est encadrée par aucun texte réglementaire.

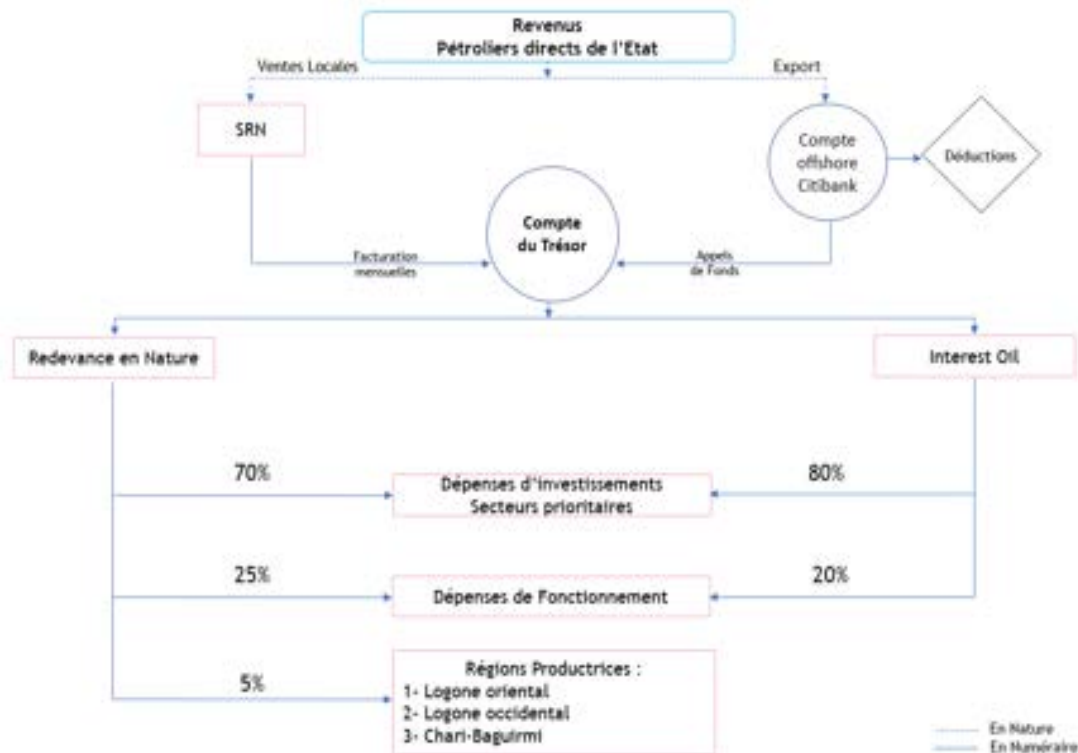
❖ *Clés d’affectation prévues par la loi de finances 2022 (Article 33B)*

La loi de finances 2022 prévoit que les revenus pétroliers directs, une fois perçus, doivent être affectés selon les clés suivantes (article 33B) :

Tableau 52 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



➤ **Affectation aux secteurs prioritaires**

Les secteurs prioritaires incluent :

- La santé publique et les affaires sociales ;
- L'éducation nationale ;
- L'enseignement
- Les infrastructures ;
- Le développement rural ;
- Le genre, la protection de la Petite Enfance et de la Femme ; et
- Gouvernance, Justice ; Sécurité et administration du territoire

Selon les articles VII et VIII de la loi de finances 2022 :

- Les fonds déposés sur les comptes spéciaux doivent être exécutés selon un **programme triennal de dépenses** élaboré par le gouvernement ;
- Ce programme est intégré à la loi de finances et fait l'objet d'une **revue annuelle** ;
- Les dépenses engagées doivent respecter les **procédures budgétaires classiques** (approbation, suivi, contrôle) ;

➤ **Affectation aux collectivités territoriales**

5 % des redevances sont alloués aux provinces productrices via un sous-compte BEAC. La gestion de ces fonds est régie par un dispositif décentralisé, structuré comme suit :

- **Planification et budgétisation** : les provinces établissent un **programme annuel de dépenses communautaires** intégré dans la loi de finances ;
- **Exécution** : les crédits sont engagés et exécutés selon les **règles de la comptabilité publique** ;
- **Supervision** : assurée par les **Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP)** institués par le décret n° 1911/PCMT/PMT/MFB/2022 (dissous en 2025) ;
- **Versement** : les fonds sont transférés **trimestriellement**, avec ajustement à la fin de chaque trimestre ;

- **Contrôle et publication :**
 - **Audits annuels** des comptes spéciaux par la Cour des comptes et l'IGF ;
 - **Audits des comptes d'exécution** ;

Conformément à l'article XI de la loi de finances 2022, les audits annuels des comptes spéciaux et les comptes d'exécution doivent faire l'objet d'une publication annuelle par le Gouvernement. Cette obligation s'applique également aux Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP), qui sont tenus de publier les rapports sur l'utilisation des fonds alloués aux provinces productrices. Pour l'exercice 2022, aucun de ces rapports n'a été mis à disposition du public à la date de clôture du présent rapport.

❖ **Suivi des fonds**

➤ **Revenus non retracés dans le budget**

Les dépenses exécutées directement depuis le compte séquestre offshore (remboursements de dette, paiements des coûts pétroliers et de transport) ne sont **pas retracés dans les documents budgétaires publics**. De même, le **solde du compte séquestre** n'est pas divulgué, ce qui limite la possibilité de vérifier l'utilisation effective des ressources collectées.

➤ **Affectations aux secteurs prioritaires**

La loi de finances 2022 prévoit que **70 à 80 % des revenus directs** soient affectés aux **secteurs prioritaires**. Cependant :

- Le **rapport d'exécution budgétaire annuel complet pour 2022** n'a été publié à ce jour ;
- Seuls les **rapports du premier et du deuxième trimestre 2022** sont accessibles, sans ventilation des recettes pétrolières ¹¹⁴;
- Les documents disponibles présentent des **agrégats budgétaires**, sans permettre le suivi spécifique des revenus pétroliers ou des affectations sectorielles.

➤ **Fonds destinés aux collectivités territoriales productrices**

La loi prévoit que **5 % des redevances** soient affectés aux provinces productrices via un sous-compte BEAC. Toutefois :

- Les **comptes d'exécution des dépenses locales** ne sont pas publiés ;
- Aucun **rapport d'audit annuel** ou de **rapport d'activité des CPGRP** (Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers) n'a été mis à disposition pour l'année 2022.

❖ **Affectations 2022**

En se fondant sur les revenus pétroliers directs présentés à la section 4.2.1.2, la répartition théorique des recettes pour l'année 2022, telle que prévue par l'article 33B de la loi de finances 2022, se présente comme suit :

Tableau 53 Répartition théorique des revenus pétroliers directs 2022

Revenus pétroliers directs			Affectation 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%
Redevances part Etat	237	148 027	103 619	37 007	7 401
Redevances Transféré à SRN	187	117 129	81 990	29 282	5 856
Redevances	424	265 156	185 609	66 289	13 258
Taux d'affectation des dividendes			80%	20%	
Part Etats ¹¹⁵	288	179 697	143 758	35 939	-

¹¹⁴ [Site web du MFB](#)

¹¹⁵ [Hors parts SHT PCCL](#)

Revenus pétroliers directs			Affectation en millions FCFA		
Description (Flux)	Montant en millions USD	Montant en millions FCFA	Secteurs prioritaires	Trésor public	Régions productrices
Coûts de transport (-)	48	29 841	23 872	5 968	-
Coûts pétroliers (-)	71	44 596	35 677	8 919	-
Commissions sur ventes (-)	5	2 987	2 390	597	-
Dividendes nets	164	102 273	81 818	20 455	-
Total	588	367 429	267 428	86 744	13 258

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 2022, les montants rapatriés ont totalisé **90 102 millions FCFA**, ce qui, en appliquant la clé de 5 %, impliquerait un transfert aux collectivités de **4 505 millions FCFA**, contre **13 258 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.

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 **mémoire 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 SHT-PCCL

La SHT PCCL est une société d'Etat agissant en tant que contractant dans le consortium EEPCI (Esso). Contrairement aux parts de production détenues directement par l'État ou par la SHT au titre de la participation publique, les revenus issus des ventes de la part de la SHT PCCL ne transitent pas par le Trésor public et ne sont pas retracés dans le budget général. Ils sont comptabilisés dans les états financiers de la SHT PCCL, en tant que société commerciale autonome.

En 2022, la SHT PCCL a généré un revenu brut de **212,19 millions USD**. Les principaux éléments liés à la gestion de ces revenus sont résumés ci-dessous :

SHT PCCL ¹¹⁶	
Revenus de vente recouvrés en 2022	212 185 302
Coûts de transport ¹¹⁷	7 797 660 ¹¹⁸
Coûts pétroliers/Cash Call ¹¹⁹	49 416 982 ¹²⁰
Total des coûts déduits en 2022	57 214 642
Revenus nets 2022 (en USD)	154 970 660

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 2022

- **DGTM** : Aucune contribution n'a été reportée pour 2022. Les dernières contributions connues datent de 2019 (175,2 millions FCFA).
- **DGTP** : Des contributions ont été rapportées pour un total de **2,48 milliards FCFA**, comme détaillé ci-dessous :

Sociétés	Flux	Montant en FCFA
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	753 975 269
	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP) - Frais de revue annuelle	44 537 925
United Hydrocarbon Chad Ltd	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP) - Frais de revue annuelle	676 308 173
	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	39 317 850
Petrochad (Mangara) Limited	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	683 389 468
JIA HE International Petroleum	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	121 134 934
	Contribution à l'équipement (MPME/DGTP) - Frais de revue annuelle	44 264 000
OPIC AFRICA CHAD BRANCH	Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	115 353 400
Total Général		2 478 281 019

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.

¹¹⁶ Source : Déclaration SHT sauf indication contraire

¹¹⁷ Source : Déclaration SHT

¹¹⁸ Source Etat financiers SHT PCCL

¹¹⁹ Source : Déclaration SHT

¹²⁰ Source Etat financiers SHT PCCL

5.1.3.4. Taxes sur l'orpaillage et sur le granulat

Depuis le 1er janvier 2021, la loi de finances 2021 prévoit qu'une quote-part de 10 % des taxes collectées sur l'orpaillage et le granulat est affectée à la SONEMIC, l'établissement public en charge 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 collecter ces taxes. Les fonds sont déposés sur un compte de répartition ouvert auprès d'une banque commerciale, puis ventilés toutes les 72 heures comme suit :

- 90 % versés au compte courant du Trésor public à la BEAC ;
- 10 % conservés par la SONEMIC.

Utilisation des 10 % alloués à la SONEMIC

D'après l'article 313 du Code minier, ces fonds doivent financer :

- La mise en place d'un Système d'Information Géologique et Minière (SIGM) ;
- Les opérations de prospection et d'inventaire ;
- La formation des agents des mines ;
- L'équipement didactique des établissements d'enseignement en géologie ;
- Le contrôle et suivi des activités minières.

État de mise en œuvre en 2022

Aucune information ne permet de confirmer la mise en œuvre effective de ce dispositif pour l'année 2022. Aucune recette minière n'est retracée dans les états financiers 2022 de la SONEMIC.

Limites observées

- Le rapport d'audit 2023 indique qu'un montant de 438,98 millions FCFA, issu de recettes minières collectées en 2023, a été utilisé pour financer la construction du siège de la SONEMIC sans autorisation formelle.
- Le rapport note également que la méthode de comptabilisation repose sur une simple clé de répartition (10%/90%) sans justification détaillée, ce qui n'a pas permis de valider l'exhaustivité des recettes par type de taxe ou par opérateur.

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 2022 ;
- **Aucun paiement** relatif à ces bonus n'a été enregistré au titre de l'année 2022.

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 2022, 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

Un **Fonds de Stabilisation (FS)** ¹²¹ a été instauré par le Tchad en 2019 et rendu opérationnel à partir du budget 2020. Il vise à atténuer les effets des baisses imprévues des recettes pétrolières et à renforcer la stabilité budgétaire. Trois règles principales encadrent son 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

- 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.

¹²¹ 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

Mise en œuvre en 2022

La loi de finances 2022 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, **en l'absence de publication du rapport d'exécution de la loi de finances 2022**, il n'a pas été possible de vérifier si cette allocation a effectivement été exécutée.

Par ailleurs, le Trésor n'a pas indiqué de transfert vers le FS, et aucun document public ne fournit de détail sur l'état du fonds à fin 2022.

(i) Paiements effectués par SRN au titre du secteur pétrolier aval

❖ Redevance Fonds d'Entretien Routier (FER)

La Société de Raffinage de N'Djamena (SRN) verse une redevance au FER sur les produits raffinés commercialisés, conformément à la **Loi n° 14 du 14 août 2000**. Le FER est un fonds extrabudgétaire, sous tutelle du ministère des Travaux publics, destiné à financer :

- l'entretien du réseau routier prioritaire ;
- les voiries urbaines stratégiques ;
- le fonctionnement du fonds.

Il est administré par un comité de gestion, appuyé par une direction exécutive. Bien que des audits soient régulièrement réalisés, **les rapports ne sont pas publiés**.

Montant versé en 2022 : 26,45 milliards FCFA

❖ 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](#), régit 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 2022 : 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

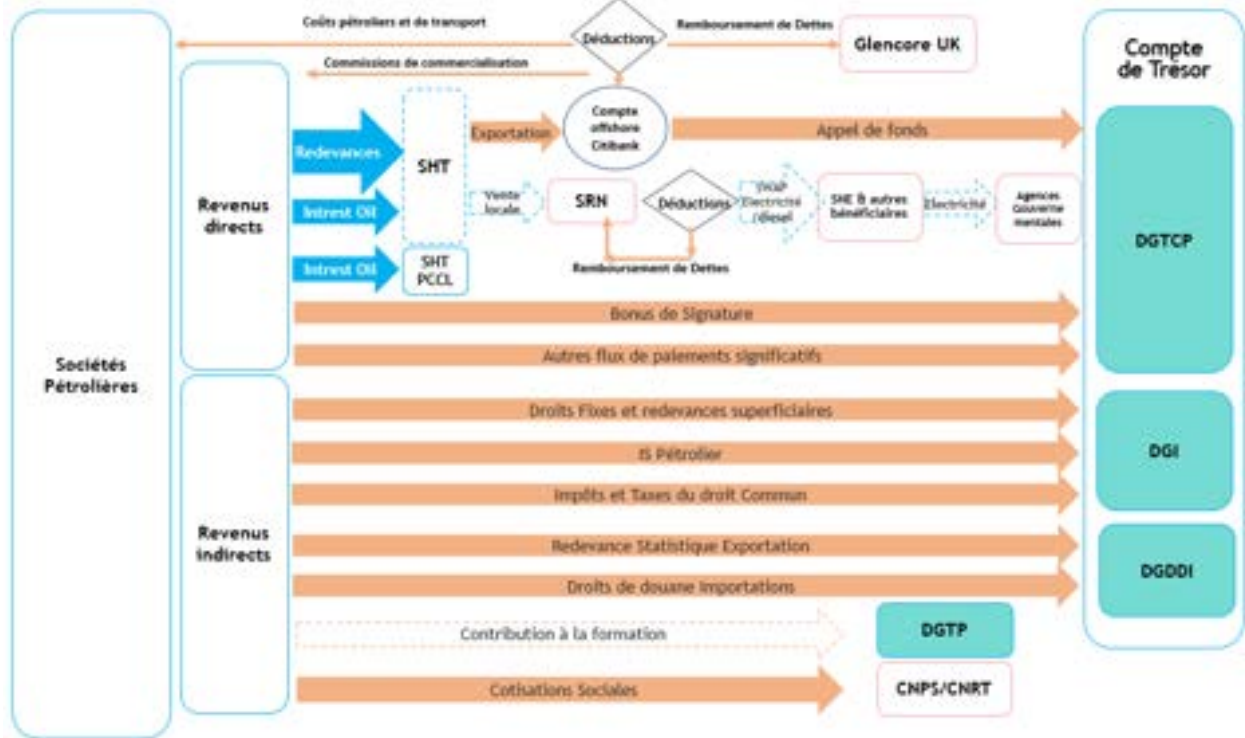


Figure 13 Schéma de circulation de flux du transport pétrolier

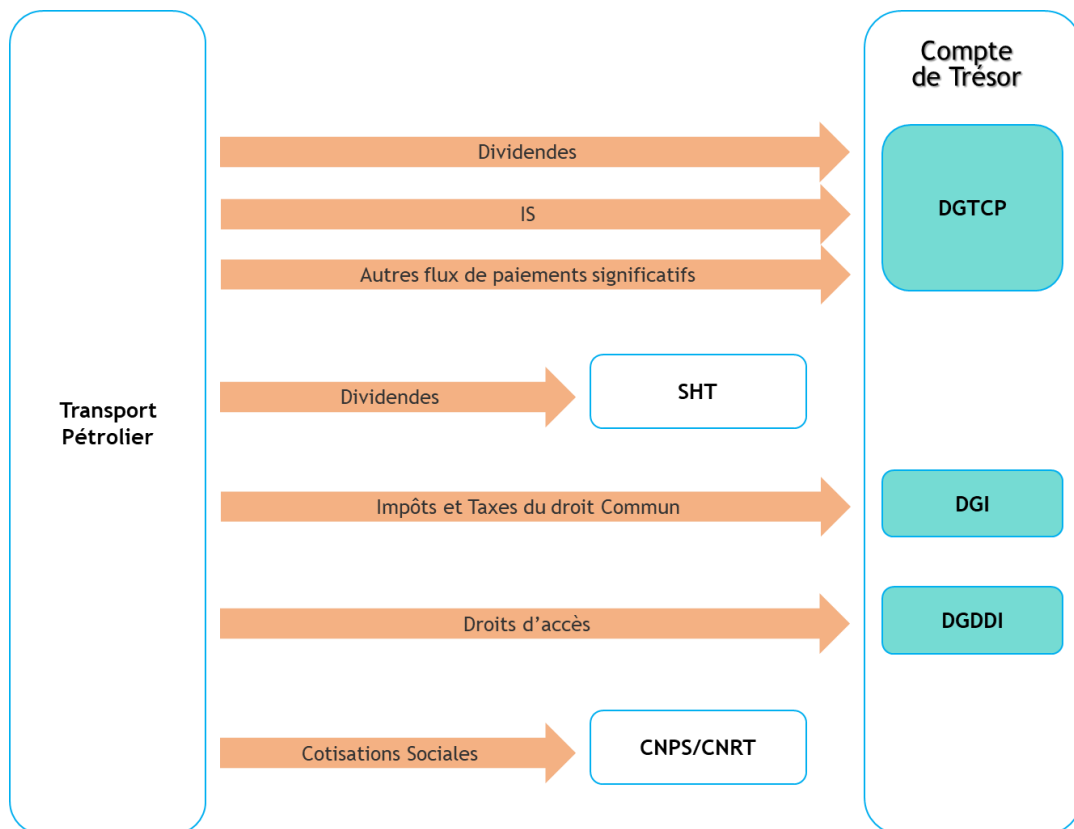


Figure 14 Schéma de circulation de flux du secteur de raffinage

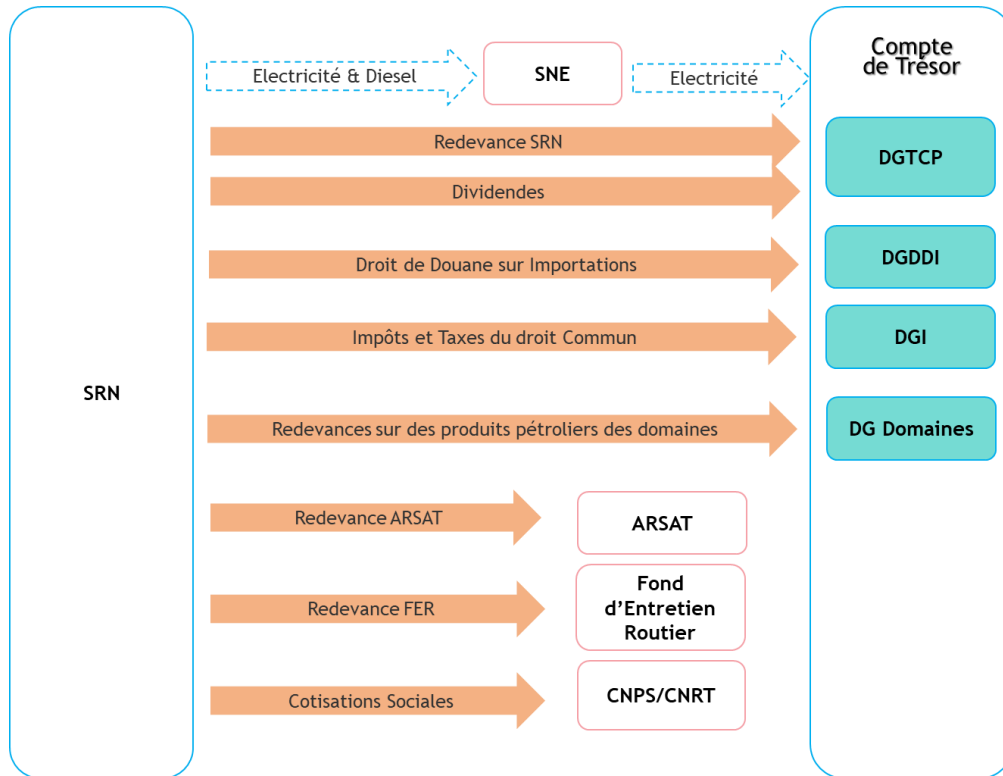
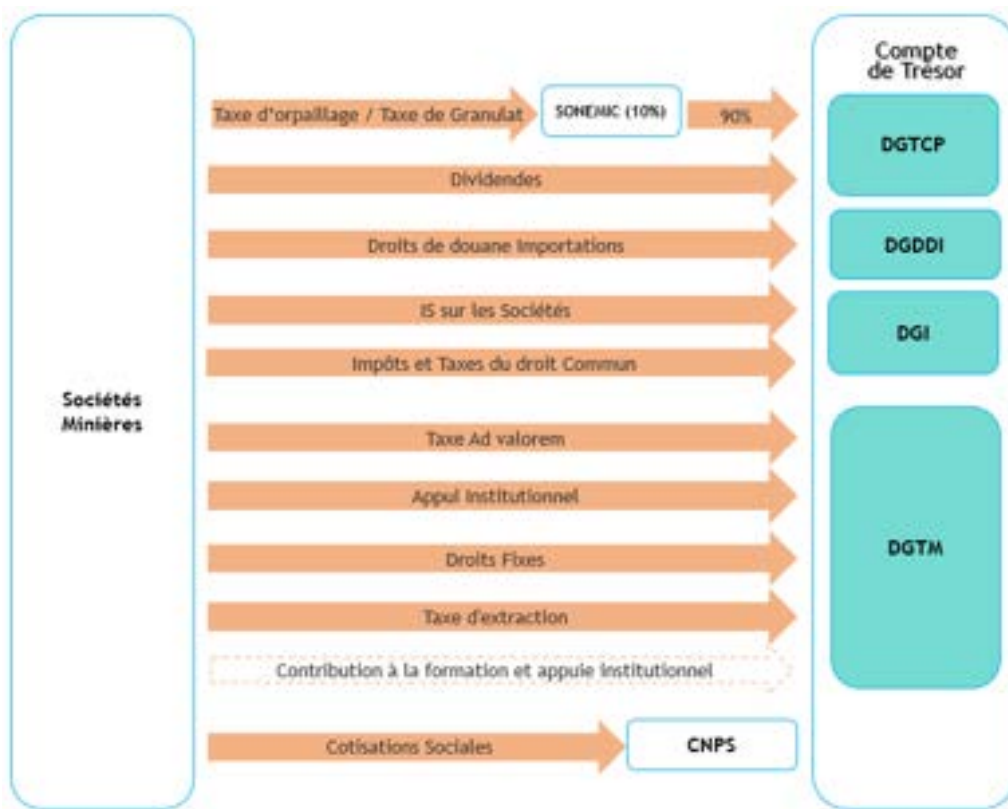


Figure 15 Schéma de circulation de flux de paiement du secteur minier



5.2 Transferts infranationaux

5.2.1 Secteur des hydrocarbures

❖ Cadre légal

L'article 33B de la loi de finances 2022 prévoit qu'au moins 5 % des redevances pétrolières soient alloués aux provinces productrices, via un sous-compte dédié à la BEAC. Ces fonds doivent être répartis au prorata des revenus générés par chaque province et affectés au financement de projets communautaires prioritaires.

Les zones pétrolières productrices sont :

- Logone Oriental (Doba)
- Logone Occidental (Mangara)
- Chari-Baguirmi (Koudalwa)

❖ Cadre de gestion et gouvernance locale

La mise en œuvre du dispositif de gestion décentralisée des 5 % est encadrée par le décret n° 1911/PCMT/PMT/MFB/2022, publié en juillet 2022, qui fixe l'organisation et le fonctionnement des Comités Provinciaux de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP).

Cependant :

- Le CPGRP du Logone Occidental a été officiellement installé le 30 septembre 2022 ;
- Les CPGRP du Chari-Baguirmi et du Logone Oriental n'ont été mis en place qu'en début d'année 2024

❖ Suivi et redevabilité

Conformément à la loi de finances 2022 (article XI), les CPGRP doivent :

- Élaborer et publier un programme annuel de dépenses communautaires ;
- Soumettre leurs comptes à un audit annuel réalisé par la Cour des comptes et l'IGF ;
- Publier les rapports d'exécution et les rapports d'audit.

❖ Transferts théoriques

Conformément à 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 évaluer ces transferts, les revenus générés par la vente des redevances – y compris celles livrées à la SRN – ont été désagrégés par consortium. Cette approche permet d'identifier la part de chaque région couverte par un Comité Provincial de Gestion des Revenus Pétroliers (CPGRP).

Le tableau ci-dessous présente les montants théoriques dus aux régions productrices pour l'année 2022, sur la base de la valeur brute des redevances commercialisées :

Tableau 54 Calcul des transferts théoriques au titre de la redevance pétrolière

Région	Consortium	Valeur de vente des parts 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%) ¹²²
Région Chari Baguirmi	Consortium CNPC	198,4	9,9	6 202
	Consortium CNPC	89,0	4,5	2 781
Région Logone Oriental	Consortium ESSO,	93,9	4,7	2 935
	Consortium OPIC	25,7	1,3	804

¹²² Montants convertis au cours moyen USD/FCFA de 625,022

Région	Consortium	Valeur de vente des parts 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%) ¹²²
	<i>Petrochad Mangara</i>	10,3	0,5	321
Total Région Logone Oriental		218,9	10,9	6 840,7
Région Logone Occidental	Consortium OPIC	6,9	0,3	215
Total général		424,2	21,2	13 258

Source : SHT

❖ Analyse des transferts effectifs

La DGTCP n'a pas communiqué d'informations spécifiques sur les **transferts effectivement réalisés** en 2022 au profit des collectivités productrices. Conformément à la pratique observée dans les rapports ITIE précédents, les affectations ont été calculées sur la base des **fonds effectivement rapatriés** au Trésor public, **sans distinction entre redevances et dividendes**, contrairement aux prescriptions de la loi de finances 2022, qui impose une affectation sur la base des revenus bruts.

Transferts calculés à partir des rapatriements

La DGTCP n'a pas communiqué d'informations spécifiques sur les **transferts effectivement réalisés** en 2022 au profit des collectivités productrices. Conformément à la pratique observée dans les rapports ITIE précédents, les affectations ont été calculées sur la base des **fonds effectivement rapatriés** au Trésor public, **sans distinction entre redevances et dividendes**, contrairement aux prescriptions de la loi de finances 2022, qui impose une affectation sur la base des revenus bruts.

Transferts calculés à partir des rapatriements

En 2022, les montants rapatriés depuis le compte séquestre ont totalisé **90 102 millions FCFA**, répartis sur quatre appels de fonds. En appliquant le taux de **5%**, le transfert théorique dû aux régions productrices s'élèverait à **4 505 millions FCFA**, contre **13 258 millions FCFA** si la base de calcul avait été les revenus bruts issus de la redevance.

Tableau 55 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 USD	Montant en millions FCFA	5%	Régions productrices	Solde non transféré
117	12/01/2022	37	23 163	1 158	-	1 158
118	03/05/2022	28	17 396	870	-	870
119	27/07/2022	30	18 557	928	-	928
120	14/12/2022	50	30 986	1 549	-	1 549
Total		144	90 102	4 505	-	4 505

Source : Déclaration DGTCP

Solde cumulé non transféré

À ce montant s'ajoute le **solde non transféré de 2021**, estimé à **3 934,8 millions FCFA**. Ainsi, en l'absence de tout transfert effectif au cours de l'année 2022, le solde cumulé théorique non transféré aux régions productrices s'élève à **8 440 millions FCFA** au 31 décembre 2022.

5.2.2 Secteur minier

❖ Cadre légal

Le Code minier de 2018 prévoit le transfert de **5% des recettes minières** aux collectivités territoriales situées dans les zones d'exploitation.

- L'article 315 prévoit une affectation directe de **5% des revenus issus des activités minières** aux collectivités territoriales décentralisées.
- L'article 383 crée un **fonds d'appui au développement local**, alimenté par les recettes minières issues des zones productrices.

Toutefois, la base exacte de calcul des transferts (types de recettes incluses) n'est pas précisée dans la loi. Par ailleurs, aucun décret d'application n'a été publié pour encadrer les modalités de gestion et de répartition de ce fonds.

❖ *Situation en 2022*

Aucun transfert effectif aux collectivités n'a été rapporté en 2022. Cette absence s'explique principalement par l'absence du décret d'application requis pour opérationnaliser le mécanisme.

❖ *Estimation des transferts théoriques*

Sur la base des recettes minières perçues par le Trésor en 2022 :

- Taxe ad valorem : 351,2 millions FCFA
- Taxe d'extraction (natron) : 131,1 millions FCFA
- Autres recettes minières : 3 066,6 millions FCFA
- Total recettes minières : 3 548,9 millions FCFA

Le transfert théorique de 5 % s'élèverait donc à environ 177,4 millions FCFA.

Le calcul désagrégé région n'a pas pu être réalisé, faute de données désagrégés sur les paiements par projet-région.

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 d'élaboration du budget

Le processus budgétaire du Tchad comporte les étapes suivantes¹²³ :

Tableau 56 Processus budgétaire du Tchad

N°	Etape	Activités
1	Cadrage Budgétaire	- Lancement du processus budgétaire - Réunions du comité de cadrage macroéconomique - Finalisation du CBMT et CDMT - Envoi de la lettre de cadrage du Premier ministre - Dépôt des avant-projets des ministères - Réunions techniques de lecture et d'harmonisation - Organisation du débat d'orientation budgétaire (DOB) - Publication du CDMT et TOFE
2	Arbitrage	- Ouverture des conférences budgétaires - Dépôt des projets sectoriels finalisés - Élaboration de l'avant-projet de budget - Adoption en Conseil des ministres
3	Vote	- Adoption du budget général de l'État et des annexes par l'Assemblée nationale
4	Promulgation	- Transmission de la loi de finances au Président pour promulgation
5	Exécution	- Mise en œuvre par le ministre des Finances, en tant qu'ordonnateur principal

Ce processus est articulé avec les instruments de planification budgétaire tels que le **Cadre budgétaire à moyen terme (CBMT)** et le **Cadre de dépenses à moyen terme (CDMT)**, qui assurent la cohérence entre les politiques publiques, les ressources disponibles, et les priorités de développement.

5.3.2.3 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.)

Observations spécifiques

- Pour l'année 2022, certains documents restent fondés sur l'ancienne nomenclature définie par le [décret n° 010/PR/MEF/04](#) du 22 janvier 2004, qui classe les ressources et charges par nature économique et administrative.
- Les **recettes pétrolières** incluant l'IS pétrolier, les redevance et dividendes, sont présentées de manière distincte dans les documents budgétaires. Toutefois, il n'existe pas de correspondance explicite entre les recettes pétrolières figurant dans la nomenclature budgétaire et celles retracées dans la **balance des comptes de l'État**.

5.3.2.4 Accès du public aux données budgétaires

L'accès du public aux informations budgétaires est assuré en partie par la publication des documents suivants sur le [site](#) de l'**Observatoire Tchadien des Finances Publiques (OTFiP)** :

- Le **projet de loi de finances** et la **loi de finances adoptée** ;
- Le **budget général de l'État** et le **budget citoyen** ;
- Les **rapports d'exécution budgétaire**, accessibles jusqu'à l'exercice **2021** inclus.

¹²³ <https://finances.gouv.td/index.php/publications/budget-citoyen?view=simplefilemanager&id=154>

En complément, des [notes](#) trimestrielles sur le secteur pétrolier et un [bulletin](#) sur la dette publique pour l'année 2022 sont également publiés sur les sites du **Ministère des Finances et du Budget (MFB)** et de l'OTFiP.

Le rapport de la Cour des Comptes sur l'exécution de la loi de finances 2022 est publié sur le [site](#) de la Cour. Cependant la **déclaration de conformité de la Cour des comptes, ne sont pas rendus publics** à ce jour.

5.3.3 Projections liées au secteur extractif

Le secteur pétrolier demeure un pilier des finances publiques tchadiennes. Les données ci-dessous présentent les estimations, réalisations et projections sur la période 2022-2026, telles que tirées des lois de finances, des notes sectorielles et du [Rapport](#) du FMI n° 23/7.

	Est. 2022	Réal.202 2	Est. 2023	Est. 2024	Proj.202 5	Proj.202 6
Brent (dollar/baril)	65	100,5	85,5	85	79,6	76,8
Prix tchadien (dollar/baril)	60,6	100,4	83,1	84	76,6	73,8
Production du pétrole (en millions bbl)	52,95	49,85	54,94	57,1	54,3	55,1
Recettes pétrolières (en milliards de FCFA)	633,9	806,6	1 067,0	951,9	1 593,0	1 746,0
Dette Glencore (en milliards de FCFA)	239	212,533	211	217,232	44	0

Analyse des tendances

- **Prix du pétrole** : Après un pic à 100,5 USD/bbl en 2022, le prix du Brent devrait graduellement baisser à 76,8 USD/bbl en 2026. Le prix du brut tchadien suit la même tendance.
- **Production** : La production réelle a été de 49,85 millions de barils en 2022, en dessous des prévisions. Elle est attendue en hausse jusqu'en 2024 avant une légère stabilisation autour de 55 millions de barils.
- **Recettes** : La hausse conjoncturelle des prix a permis de dépasser les prévisions en 2022. Les recettes devraient continuer à croître, portées par la baisse progressive du service de la dette Glencore.
- **Dette Glencore** : Elle diminue progressivement et devrait être totalement remboursée d'ici fin 2026, libérant ainsi une part croissante des revenus pétroliers pour d'autres usages budgétaires.

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.

Dans le cadre du rapport ITIE 2022, les entreprises incluses dans le périmètre de déclaration ont été invitées à divulguer les dépenses sociales obligatoires. Seule **CNPCIC** a déclaré de telles dépenses pour un montant total de **251 673 382 FCFA**. Le détail par nature et bénéficiaire est présenté à l'**annexe 21** du présent rapport.

Concernant **EWAH INVESTORS LIMITED**, le **Contrat de Partage de Production (CPP)** signé le 6 septembre 2019 prévoit à l'article 9.1 la mise en œuvre d'un **programme d'investissements communautaires d'un montant minimum de 3 500 000 USD** sur la période initiale de cinq ans de l'Autorisation exclusive de recherche, sans obligation de répartition annuelle.

Toutefois :

- L'entreprise n'a pas soumis de déclaration ITIE pour 2022 ;
- Aucune information n'a été transmise par la DGTP ou la DGTCP concernant d'éventuels paiements;
- L'**autorisation exclusive de recherche a été retirée** à **EWAH INVESTORS LIMITED** par décision du 15 juin 2022, suite à une mise en demeure adressée le 29 octobre 2021 pour non-respect de ses obligations contractuelles.

6.1.1.2. Dépenses sociales volontaires

Les dépenses sociales volontaires désignent les contributions des entreprises extractives au financement de projets communautaires ou sociaux, au-delà de leurs obligations légales. Ces actions s'inscrivent généralement dans 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 mécanisme de planification, de suivi ni de consultation systématique des communautés locales. Le projet oléoduc Tchad-Cameroun en est un exemple emblématique, avec des réalisations (écoles, forages, routes), mais aussi des tensions communautaires persistantes.

Déclarations pour 2022

Pour l'année 2022, seules **deux sociétés** ont déclaré des dépenses sociales volontaires :

Société	Selon Déclaration ITIE (en FCFA)	Selon Etats financiers (en FCFA)
CNPC	333 058 410	
SHT	65 073 000	83 473 000

Les détails des dépenses (par nature et bénéficiaire) figurent à l'**Annexe 22**.

NB : Les dépenses sociales de la SHT sont considérées dans ce rapport comme **dépenses quasi budgétaires**, conformément à l'Exigence 6.2 de la Norme ITIE.

Cas particulier - Perenco Tchad

Bien que non incluse dans le périmètre de déclaration pour 2022, Perenco a communiqué publiquement sur ses actions RSE, évaluées à plus de **150 millions FCFA**, incluant¹²⁴ :

- L'électrification solaire de villages (ex. : Koutoukou Nairobi) ;
- La réhabilitation d'infrastructures communautaires (ponts, points d'eau) ;
- Le soutien à l'agriculture locale et à l'éducation (plus de 2 000 kits scolaires distribués par an).

À noter : Ce montant n'a pas été pris en compte dans le rapport ITIE, faute de déclaration formelle de la part de PCM, opérateur du groupement concerné.

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)¹²⁵ : 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)¹²⁶ : 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

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 2022

- Selon le cadastre minier 24 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.

¹²⁴ Perenco Tchad dans une démarche RSE renforce les infrastructures locales et accompagne les communautés | Tchadinfos.com

¹²⁵ Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

¹²⁶ Source : <https://itie-chad.org/liste-des-contrats/>

Dans ce contexte, les dépenses sociales volontaires ne sont pas significatives dans le secteur.

Cependant, les états financiers 2022 de la SONACIM indiquent des dépenses de dons et de mécénat pour un montant total de 13 410 000 FCFA. Le détail de ces dépenses (nature, bénéficiaires) n'a pas été communiqué.

6.2. Dépenses environnementales

6.2.1. Cadre institutionnel et juridique

6.2.1.1. Secteur des hydrocarbures

❖ Cadre institutionnel

La gestion environnementale du secteur pétrolier au Tchad repose principalement sur deux institutions:

- **Le Ministère de l'Environnement, de l'Eau et de la Pêche** : responsable de la supervision et de la mise en œuvre des politiques environnementales, notamment en matière de réglementation et de suivi des projets pétroliers.
- **Le Ministère du Pétrole, des Mines et de l'Énergie (MPME)** : autorité de tutelle du secteur, il collabore avec le Ministère de l'Environnement pour garantir le respect des normes environnementales dans les activités extractives.

❖ Cadre juridique

Le cadre juridique tchadien prévoit plusieurs instruments législatifs et réglementaires encadrant les obligations environnementales dans le secteur des hydrocarbures :

- **Loi n° 014/PR/98 du 17 août 1998** relative à la protection de l'environnement : elle énonce les principes généraux en matière de préservation de l'environnement, applicables à toutes les activités économiques, y compris celles du secteur extractif.
- **Décret n° 630/PR/PM/MERH/2010 du 4 août 2010** : ce texte précise les modalités de réalisation des Études d'Impact Environnemental et Social (EIES). Toute entreprise opérant dans le secteur extractif est tenue de réaliser une EIES préalable, afin d'évaluer les impacts environnementaux et sociaux de ses projets.
- **Loi n° 006/PR/2007 relative aux hydrocarbures** : cette loi sectorielle introduit des obligations environnementales spécifiques pour les entreprises pétrolières. Ces obligations sont détaillées ci-après.

Les principales obligations prévues dans ce cadre juridique sont présentées ci-dessous:

Disposition	Contenu
Article 10 de loi No 006/PR/2007	Le contrat pétrolier doit définir : <ul style="list-style-type: none"> • les obligations de protection environnementale conformément au principe de précaution ; • les modalités de financement et de fonctionnement du Fonds Spécial de gestion des impacts environnementaux des activités pétrolières ; • les obligations en matière de travaux d'abandon.
Articles 26 de loi No 006/PR/2007	Le titulaire d'une autorisation de prospection doit soumettre, dans un délai de six mois, une Étude d'Impact Environnemental (EIE) au ministre en charge des Hydrocarbures et au ministre de l'Environnement.
Article 29 de loi No 006/PR/2007	La demande de permis d'exploitation doit être accompagnée : <ul style="list-style-type: none"> • d'une EIE, • d'un Plan de Gestion Environnementale, • de Plans d'urgence, de mesures de mitigation, de compensation et de réinstallation, approuvés par le ministre de l'Environnement.
Article 32 de loi No 006/PR/2007	La construction de toute canalisation de transport est subordonnée à la réalisation d'une EIE et à l'approbation des ministres compétents.
Article 52 de loi No 006/PR/2007	Le contractant doit : <ul style="list-style-type: none"> • réparer tout dommage environnemental à ses frais ; • soumettre un plan d'abandon de chaque gisement avant exploitation, approuvé par les autorités compétentes.

Disposition	Contenu
Article 59 de loi No 006/PR/2007	Le titulaire doit : a) élaborer à ses frais une EIE avec l'appui de compétences nationales ; b) mettre en œuvre les mesures nécessaires à la protection de l'environnement conformément aux engagements de l'EIE.
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, etc.).
Article 65 de loi No 006/PR/2007	Un Fonds Spécial pour la protection de l'environnement est institué. Son financement et ses modalités sont fixés dans le contrat pétrolier.
Article 37 du CPP	Le contractant doit constituer une provision annuelle pour les travaux d'abandon, versée sur un compte en séquestre ouvert à la BEAC. Cette obligation s'applique 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 la disposition du public pour une période de 45 jours suivant la décision de recevabilité du ministre chargé de l'Environnement.
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.

6.2.1.2. Secteur des mines et carrières

Le secteur minier est soumis au même cadre institutionnel environnemental que celui du secteur pétrolier, impliquant notamment le **Ministère de l'Environnement** et le **Ministère des Mines**.

Sur le plan juridique, en plus de la **Loi n° 014/PR/98** sur la protection de l'environnement et du **Décret n° 630/PR/PM/MERH/2010** sur les EIES, le **Code Minier de 2018** comporte des dispositions spécifiques en matière de gestion environnementale.

❖ Dispositions du Code minier (2018):

Les principales obligations sont présentées ci-après :

Disposition	Contenu
Article 71	La demande de permis de recherche minière doit être accompagnée d'un engagement à fournir une notice d'impact environnementale et sociale dans un délai de six mois.
Articles 89, 112, 146 et 155	La demande de permis ou d'autorisation industrielle doit inclure une étude d'impact environnemental et social (EIES) , accompagnée de : <ul style="list-style-type: none"> • un plan de gestion environnementale et sociale, • un plan de dangers, un plan de gestion des risques, • un plan hygiène-santé-sécurité (HSS), • un plan de fermeture et de réhabilitation, • un plan de réinstallation des populations affectées, • un plan de consultation publique.
Article 184	Le titulaire d'une autorisation d'exploitation artisanale doit contribuer à la restauration du site . Une contribution de réhabilitation est due selon des modalités définies par arrêté conjoint des ministres des mines, de l'environnement et des finances.
Article 289	En cas de non-exécution des travaux de réhabilitation, l'administration peut procéder d'office à leur exécution aux frais du titulaire .
Article 290	Le titulaire d'un titre ou d'une autorisation est tenu de réparer tous les dommages causés à l'environnement , conformément au principe pollueur-payeur .
Article 317	Création d'un fonds de restauration, de réhabilitation et de fermeture des sites miniers et de carrières , alimenté par les contributions annuelles des titulaires, en fonction des coûts prévisionnels de mise en œuvre des mesures prévues dans l'EIES.

❖ **Dispositions de l'ancien Code minier :**

- Obligation de soumettre un **programme de protection et de gestion de l'environnement** lors de la demande de permis d'exploitation.
- Création d'un fonds garantissant l'exécution des obligations environnementales du titulaire.

❖ **Extraits de conventions minières¹²⁷ :**

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 sur les activités polluantes destinée à financer les actions environnementales publiques.	Article 314 du Code général des impôts du Tchad ¹²⁸	Trésor public / Ministère de l'Environnement
Droits d'octroi des permis environnementaux	Droits versés à l'administration lors de la délivrance des permis environnementaux, généralement après la validation d'une EIES.	Article 66 de la Loi n° 014/PR/98, Article 27 du Décret n° 007/PR/PM/MERH/2013 ¹²⁹	Ministère de l'Environnement
Provisions pour travaux d'abandon/réhabilitation	Montants provisionnés en comptabilité pour financer les travaux de réhabilitation des sites après exploitation.	Article 10 & 23 & 35 & 52 et 100 du Code Pétrolier ¹³⁰ , Articles 131 & 287 du Code Minier ¹³¹	Entreprise exploitante (sous contrôle de l'État)
Versements sur le compte de réhabilitation de l'environnement	Dépôts obligatoires sur un compte bloqué destiné à garantir l'exécution des	Article 65 du Code Pétrolier ¹³²	Compte séquestre contrôlé par l'État

¹²⁷ Convention exclusive d'exploitation des carrières de la société Rotative Granulats SA du 11 décembre 2011.

¹²⁸ <https://www.africa-laws.org/Chad/Tax%20Law/Code%20G%C3%A9n%C3%A9ral%20des%20imp%C3%B4ts%202016.pdf>

¹²⁹ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Loi-1998-14-environnement.pdf>

¹³⁰ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Code-2007-hydrocarbures-MAJ-2010.pdf>

¹³¹ <https://www.droit-afrique.com/uploads/Tchad-Code-minier-2018.pdf>

¹³² <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Code-2007-hydrocarbures-MAJ-2010.pdf>

Flux	Description	Base légale	Entité bénéficiaire
	obligations de réhabilitation.		
Indemnités pour dommages environnementaux	Paievements compensatoires pour les dommages causés à l'environnement ou aux populations affectées.	La Loi n° 014/PR/98 portant Code de l'Environnement ¹³³	Parties affectées/ État
Amendes pour infractions environnementales	Sanctions pécuniaires infligées aux entreprises en cas de violation de la réglementation environnementale.	La Loi n° 014/PR/98 portant Code de l'Environnement	Trésor public

6.2.3. Dépenses environnementales du secteur des hydrocarbures

En 2022, la **Direction Générale des Impôts (DGI)** n'a enregistré **aucun encaissement** au titre de la taxe pour la protection de l'environnement.

Cependant, la société **Petrochad (Mangara) Limited** a déclaré avoir versé un montant de **2 734 210 FCFA** à ce titre. Ce paiement n'a pas pu être confirmé ni ajusté, **faute de justificatifs** ou d'éléments de corroboration.

Aucune autre contribution environnementale n'a été rapportée par les autres entités déclarantes du secteur.

6.2.4. Dépenses environnementales du secteur des mines

Aucun paiement n'a été rapporté par la DGI au titre de la taxe environnementale pour 2022.

Par ailleurs, selon la DGTM, aucun fonds de réhabilitation n'était encore opérationnel en 2022. Dépenses quasi budgétaires

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.

¹³³ <https://droit-afrique.com/upload/doc/tchad/Tchad-Loi-1998-14-environnement.pdf>

- 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 sociale, 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 et la SHT 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

Selon le mémorandum d'entente signé le 7 janvier 2018 entre l'État, la SHT, CNPCIC, Cliveden et la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN), il est prévu que l'État et la SHT livrent entre 3,8 et 4,3 millions de barils par an à la SRN à un prix fixe de 46,85 USD/baril sur la période 2018-2023. Ces volumes sont prélevés sur la Redevance en Nature et l'Interest Oil revenant à la SHT et à l'État dans le cadre du consortium CNPCIC.

Lorsque le prix net du marché international (après déductions des décotes, frais de transport TOTCO/COTCO, redevance statistique, etc. - appelé Prix A) est supérieur au prix interne appliqué à la SRN (Prix B, après déduction des frais Ronier-Djermaya), CNPCIC et Cliveden versent à la SHT une compensation couvrant 60 % du différentiel, conformément à la formule suivante :

$$\text{Compensation} = (V1 - V2) \times (\text{Prix A} - \text{Prix B})$$

(où V1 = volume total livré, V2 = 40 % de ce volume correspondant à la participation de la SHT dans la SRN)

Il en résulte que l'État ne récupère que partiellement (60 %) la perte liée à la vente à prix préférentiel. La décote appliquée sur les 40 % restants constitue une charge indirecte supportée par l'État, non enregistrée au budget. Cette perte implicite peut donc être considérée comme une subvention implicite, et à ce titre, assimilée à une dépense quasi budgétaire.

Estimation de la subvention implicite en 2022

	2022	2021
Prix de vente moyen à l'export (dollar/baril) (a) (*)	95,60	67,54
Coût de transport (dollar/baril) (b)	4,00	6,14
Redevance statistique export (2% x prix de vente) (c)	1,92	1,35
Prix net (a-b-c) (dollar/Baril)	89,68	60,05
Prix de vente SRN (dollar/baril) (prix fixe)	46,85	46,85
Décote appliquée sur les ventes SRN (dollar/baril)	42,83	13,20
Volumes vendus à SRN (en baril)	4 000 000	4 000 000
Décote total (en millions de dollar)	171,32	52,80
Quote-part Etat dans la décote (en %)	40%	40%
Subvention (en millions de dollar)	68,53	21,12

(*) La moyenne des prix FOB des parts de l'Etat/SHT PCCL présentés au niveau de l'annexe 14 du présent rapport.

Observation

Il n'a pas été possible de confirmer si l'État a effectivement perçu la compensation de 103,7 millions USD due par CNPCIC et Cliveden au titre de l'approvisionnement de la SRN en 2022. À défaut de preuve de ce versement, la totalité de la décote appliquée sur les volumes livrés à la SRN, soit 172,84 millions USD, pourrait être considérée comme une dépense quasi budgétaire, dans la mesure où elle représente une charge économique indirecte pour l'État non retracée dans le budget.

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 SRN, un mécanisme de SWAP a été établi entre l'État tchadien, la SHT, la CNPCIC, Cliveden et la SRN. Ce mécanisme repose sur la livraison de brut issu de la redevance en nature et de l'Interest Oil de l'État, contre :

- des produits raffinés (diesel, fioul),
- de l'électricité pour la SNE,
- et le remboursement partiel de dettes contractées par l'État envers la SRN.

Ce dispositif est encadré par un Memorandum of Understanding (MoU) signé le 7 janvier 2018, applicable pour la période 2018-2023.

b) Volumes et valeur des livraisons en 2022

En 2022, 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).

c) Compensations enregistrées

Selon les données officielles communiquées par la SHT et SRN, les compensations enregistrées sur la redevance en nature ont totalisé 257,7 millions USD. Ces compensations incluent :

Nature de la compensation	Montant en Millions USD
Frais de transport Ronier-SRN	16,0
Frais de transport Ronier Komé é	4,63
Total de coûts de transport du brut livré	20,63
Fioul pour production d'électricité SNE(MoU)	15,2
Coût de production de l'électricité SNE(MoU)	3,71
Gazole pour la SNE (MoU)	63,81
Remise de dettes de l'État (MoU)	64,9
Fioul livré à AGGREKO	2,35
Fioul livré à la SNE (hors MoU)	2,38
Gazole pour SNE (hors MoU)	30,29
Gazole pour les villes du Sud	1,20
Carburant pour l'armée	2,47
Total des autres coûts	186,31
Total	206,94

Le détail des opérations de SWAP est décrit dans la [section 4.3.3](#) du présent rapport.

d) Solde final et dette non compensée

Après imputation de toutes les compensations, un solde final négatif de 19,55 millions USD demeure à la charge de l'État, constituant une nouvelle dette envers la SRN.

e) Absence de traçabilité budgétaire

La DGTCP n'a pas déclaré de recettes budgétaires liées à ces opérations. Aucune preuve que ces affectations (électricité, carburants, amortissement de dette) ont été enregistrée dans les documents budgétaires de l'État.

f) Qualification en tant que dépense quasi budgétaire

En l'absence d'enregistrement comptable dans le budget de l'État, la valeur des livraisons de brut à la SRN - hors frais de transport - soit 186,31 millions USD, doit être considérée comme une dépense quasi budgétaire. Cette valeur couvre des charges publiques effectives (électricité, carburants pour la SNE, AGGREKO et les forces armées, ainsi que le remboursement partiel de dettes), exécutées hors du cadre budgétaire et sans traçabilité dans les comptes de l'État.

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) Traitement comptable

Jusqu'en 2019, la participation rachetée figurait dans les actifs de la SHT (via SHT-PCCL) et la dette dans ses passifs. En 2020, ces éléments ont été radiés du bilan de la SHT, sans transfert explicite dans les comptes publics.

d) Caractère quasi budgétaire du remboursement

Les montants remboursés sont financés par des ressources publiques (pétrole brut de l'État), mais ne figurent ni dans le budget de l'État, ni dans les documents comptables du ministère des Finances. En l'absence de traçabilité budgétaire, les paiements effectués au titre de cette dette constituent des dépenses quasi budgétaires.

e) Estimation pour l'année 2022

En 2022, le montant total prélevé sur les recettes pétrolières de l'État au titre de l'amortissement et du service de la dette Glencore s'élève à 357,3 millions USD, ventilé comme suit :

Eléments du remboursement	Montant en millions US\$
Principal	135,2
Cash sweep (Total 2022 : 330,6 millions \$)	164,9
Total Principal remboursé	300,1
Intérêt contractuel (Libor+3%)	40,2
Marge supplémentaire (2%)	16,4
Total intérêt	56,6
Frais de restructuration	-
Frais d'agent	0,6
Total	357,3

Source : Direction des Études et de la Prévision

Ce montant représente une **charge réelle** supportée par les recettes pétrolières de l'État, **hors budget**, et contribue à **sous-estimer le niveau réel des dépenses publiques** dans les documents financiers officiels.

6.3.1.4. Dépenses sociales

La SHT a déclaré avoir effectué des **dépenses sociales volontaires** pour un montant total de **65,1 millions FCFA** au cours de l'année 2022.

Cependant, l'examen des **états financiers de la SHT** pour la même année fait également apparaître un paiement supplémentaire de **83,5 millions FCFA** enregistré sous la rubrique « **dons et mécénat** ».

Aucune information n'a été fournie sur :

- la **nature exacte** de ces dépenses ;
- leur **justification** (RSE formalisée ou initiative ad hoc) ;
- ni sur leurs **bénéficiaires**.

En l'absence de données suffisantes permettant de confirmer qu'il s'agit de dépenses sociales encadrées par une politique de responsabilité sociétale approuvée par les organes de gestion, ces dépenses ont été **considérées comme des dépenses quasi budgétaires**, conformément à la définition retenue au point 6.3.1

6.3.2 Secteur minier

Les entreprises publiques **SONACIM** et **SONEMIC** ont été sollicitées pour déclarer l'ensemble de leurs dépenses quasi budgétaires, **sans application de seuil de matérialité**.

Aucune dépense n'a été reportée formellement par ces deux sociétés dans le cadre du processus de déclaration ITIE.

Cependant, l'examen des **états financiers 2022 de la SONACIM** révèle un poste de dépenses libellé « **dons** », pour un montant total de **13,4 millions FCFA**. Aucune information n'a été communiquée sur :

- la **nature exacte** de ces dons ;
- leur **justification** (engagement RSE structuré ou initiative ponctuelle) ;
- ni sur les **bénéficiaires** de ces versements.

En l'absence de traçabilité, de documentation explicite, et de lien confirmé avec une politique approuvée par les organes de gestion, **ces dépenses ont été assimilées à des dépenses quasi budgétaires**, conformément à la définition retenue dans la section 6.3.1 du présent rapport.

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 57 Contribution du secteur extractif dans le budget de l'Etat (2021-2022)

Indicateurs	Année 2021	Année 2022	Variation	Variation En %
Recettes extractives selon les données ITIE ¹³⁴	470,42	768,57	298,15	38,79%
Secteur des Hydrocarbures	360,82	677,69	316,87	46,76%
Secteur de la Raffinerie	85,02	58,91	(26,11)	-44,32%
Secteur du Transport Pétrolier	20,71	28,64	7,93	27,68%
Secteur Minier	3,86	3,33	(0,54)	-16,09%
Recettes budgétaires totales ¹³⁵	841,51	1 073,35	231,84	21,60%
Contribution en %	55,90%	71,60%		

6.4.2. Contribution au PIB

Tableau 58 Contribution du secteur extractif dans le PIB (2021-2022)¹³⁶

Indicateurs	En Milliards FCFA			
	Année 2021	Année 2022	Variation	Variation En %
PIB nominal	6 540	7 391	851	11,51%
PIB Pétrolier	1 301	1 837	536	29,18%
PIB Minier	-	-		
Contribution en %	19,89%	24,85%		

6.4.3. Contribution aux exportations

La contribution du secteur extractif dans les exportations du pays se présente comme suit :

Tableau 59 Contribution du secteur extractif dans les exportations (2021-2022)

Produits	En Milliards FCFA			
	2021	2022	Variation	En %
Exportations d'hydrocarbures (données ITIE)	1 672,2	2 820,7	1 148,5	40,72%
Exportations minières (données ITIE)	1,1	-	-1,1	-
Total Exportation secteur extractif	1 673,3	2 820,7	1 147,4	40,68%
Total exportation ¹³⁷	2 085,0	3 264,0	1 179,0	0,36
Contribution en %	80,25%	86,42%		

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 rapport ITIE 2022 ; et
- L'inventaire réalisé dans le cadre de [l'Analyse Sectorielle Nationale de l'EMAPE](#) (2020), pour l'emploi informel.

Les informations portent sur les effectifs selon le genre, la nationalité, le niveau de qualification, le statut (permanent/contractuel) et la masse salariale.

¹³⁴ Données ITIE 2022

¹³⁵ TOFE 2022

¹³⁶ [Rapport](#) du FMI n° 23/7, Janvier 2023

¹³⁷ [Rapport](#) du FMI n° 23/7, Janvier 2023

b) Données issues du secteur formel (entreprises déclarantes)

❖ Couverture des déclarations

Sur l'ensemble des sociétés du périmètre, **seules 7 entreprises** ont transmis des données exploitables sur l'emploi, à savoir : SHT, CEFC Hainan, SONEMIC, UHC, TOTCO, OPIC, Petrochad. Des entreprises majeures comme ESSO, CNPCIC, PETRONAS, CLIVEDEN ou SRN n'ont pas communiqué d'information, limitant la représentativité des résultats.

❖ Effectifs déclarés et ventilation par genre

Entreprise	Hommes	Femmes	Total	Masse salariale (FCFA)
SHT	194	40	234	1 902 336 132
CEFC Hainan International	1	0	1	2 681 969
SONEMIC	34	13	47	324 249 000
UHC	5	2	7	196 866 963
TOTCO	22	6	28	991 092 345
OPIC	67	0	67	Non déclaré
Petrochad (Mangara) Limited	225	22	247	7 460 525 134
Total (7 sociétés)	548	83	631	~10,88 milliards FCFA

❖ Répartition par nationalité

Société	Nationaux	Étrangers	Total employés
SHT	234	0	234
CEFC Hainan International	1	0	1
SONEMIC	47	0	47
UHC	7	0	7
TOTCO	28	0	28
OPIC	26	41	67
Petrochad (Mangara) Limited	215	32	247
Total (7 sociétés)	558	73	631

❖ Analyse

- Les hommes représentent **86,9 %** de l'effectif déclaré, contre **13,1 % de femmes**, principalement dans des fonctions techniques intermédiaires.
- La proportion d'**expatriés est de 11,6 %**, concentrée chez OPIC et Petrochad.
- Aucune femme ne figure parmi les **cadres supérieurs permanents** dans les entreprises ayant fourni des données.
- La majorité des salariés sont **nationaux (88,4 %)**, 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) constitue une source d'emploi informel importante au Tchad, mobilisant des hommes, des femmes et des enfants dans des activités d'extraction, de traitement et de transport. Selon le [Plan d'action national EMAPE](#) (2022), fondé sur une extrapolation de l'inventaire de 2020, la population active artisanale est estimée à **63 772 travailleurs**.

❖ 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

- Environ **74 %** de la main-d'œuvre artisanale est concentrée dans les fonctions d'extraction et de traitement.
- La **participation des femmes** (4,35 %) est principalement observée dans le traitement manuel des minerais.
- Les **enfants** (2,3 %) sont impliqués dans les deux types d'activités, en particulier dans le traitement.
- Les **transporteurs**, représentant 27 % de l'ensemble, ne sont pas ventilés par genre ni par âge, limitant l'analyse approfondie de cette fonction.

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 ;
- 558 employés (nationaux) dans le secteur extractif formel, sur la base des déclarations ITIE 2022 (7 sociétés);
- Population active totale en 2022 : 6 676 309 personnes (source : [Banque mondiale](#)),

On obtient les résultats suivants :

Contribution estimée du secteur extractif à l'emploi (2022)

Secteur	Effectifs	Population active	Part (%)
Emploi formel extractif	558	5 881 552	0,009 %
Emploi informel (EMAPE)	63 772	5 881 552	1,084 %
Total secteur extractif	64 330	5 881 552	1,09 %

6.4.5. Régions clés de production extractive

L'activité extractive au Tchad est concentrée dans plusieurs régions stratégiques, qui abritent à la fois les principales installations pétrolières, les projets miniers et les zones d'exploitation artisanale. La répartition géographique des activités varie selon les sous-secteurs :

a) Secteur des hydrocarbures

La production pétrolière industrielle est principalement concentrée dans le sud du pays. Les principales zones sont :

Région / Province	Sites ou blocs clés	Sociétés actives
Logone Oriental	Bassin de Doba - blocs exploités	CNPCIC, ExxonMobil (jusqu'en 2023), SHT
Chari Baguirmi	Bloc Rônier	Petrochad (Mangara) Limited
Mayo Kebbi Est / Tandjilé	Périmètres de transport, canalisation (TOTCO/COTCO)	SHT, TOTCO, COTCO

Les installations de raffinage et de production d'électricité à partir du brut sont situées à **Djermaya** (province de Hadjer Lamis), où se trouve la **SRN**.

b) Secteur artisanal (EMAPE)

L'exploitation artisanale est largement dispersée, mais certaines régions présentent une forte concentration de travailleurs et de production :

Région / Province	Substances exploitées
Mayo Kebbi Ouest	Or (extraction et traitement)
Mandoul	Or
Sila, Guéra	Or, activités saisonnières
Logone Occidentale	Sel, natron

Source : Plan d'action national EMAPE 2022 ; données DGM et 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
B	NIE (Notice)	Impact modéré, mesures connues
C	Aucune étude	Impact négligeable

Les micros et petites entreprises sont généralement classées 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 m ³ : 15 à 20 millions FCFA - 1 à 10 m ³ : 20 millions à 1 milliard FCFA - >10 m ³ : >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 2022, **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 CNPIC**. 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 60 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. Gestion des impacts environnementaux, sociaux et de genre par les entreprises

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 **trois entreprises** (SONEMIC, OPIC, CEFCHAINAN) ont fourni une réponse partielle.

Parmi elles, **SONEMIC** et **OPIC** déclarent disposer de politiques couvrant les trois volets (environnement, social, genre), bien que **les références à des normes internationales** (ISO 14001, principes OCDE ou ONU) soient peu fréquentes ou absentes. La majorité des entreprises **n'ont pas communiqué** d'information à ce sujet.

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**.

6.6. 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 le présent rapport**.

7. Analyse des revenus

7.1 Paiements en nature

En 2022, l'État tchadien (y compris la SHT PCCL) a reçu 13,56 millions de barils de pétrole brut en nature, au titre de la redevance, de la Taxe Oil et de l'Interest Oil, soit 26,3 % de la production nationale. La valeur totale estimée est de 1 295,95 millions USD, équivalant à environ 810 milliards FCFA.

Tableau 61 - Paiements en nature perçus et enlevés (2022)

Désignation	Part État	Part SHT PCCL	Total
Volumes perçus (barils)	11,32 M	2,24 M	13,56 M
Valeur estimée (millions USD)	1 081,76	214,19	1 295,95
Valeur (milliards FCFA)	-	-	810,00
Volumes enlevés (barils)	10,64 M	1,90 M	12,54 M
Valeur enlevée (millions USD)	778,84	212,19	991,02
Valeur enlevée (milliards FCFA)	-	-	619,41

Détail - Part État

Désignation	Volume (barils)	Valeur (millions USD)	Valeur (milliards FCFA)
Total enlevé	10 641 987	778,84	369,66
Exportations recouvrées	5 687 303	524,34	327,72
Exportations non recouvrées	954 684	67,10	-
Ventes locales (SRN) non recouvrées	4 000 000	187,40	-
Coûts déduits	-	423,42	264,65
▪ Transport	-	39,95	24,97
▪ Charges pétrolières / Cash Call	-	21,93	13,71
▪ Dette Glencore	-	356,77	222,99
▪ Commission de commercialisation (SHT)	-	4,78	2,99
Revenus nets 2022	-	100,90	63,10
Montants rapatriés au Trésor	-	≈144,16	90,10

Détail - Part SHT PCCL

Désignation	Volume (barils)	Valeur (millions USD)	Valeur (milliards FCFA)
Exportations recouvrées	1 898 944	212,19	132,62
Ventes locales	-	-	-
Exportations non recouvrées	-	-	-
Coûts déduits	-	57,21	35,76
▪ Transport	-	7,80	4,87
▪ Charges pétrolières / Cash Call	-	49,42	30,89
Revenus nets 2022	-	155,00	96,90

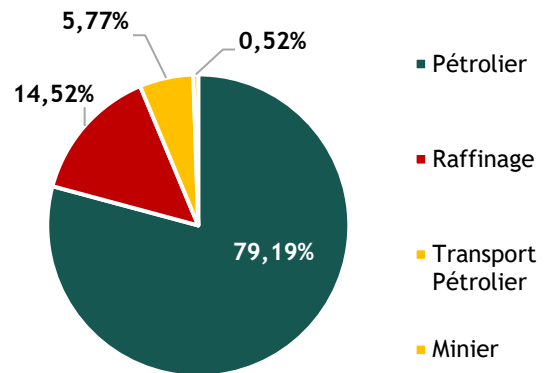
7.2 Paiements globaux en numéraire¹³⁸

7.2.1 Paiements par secteur

Les paiements du secteur extractif par secteur se détaillent comme suit :

Tableau 62 Les revenus extractifs par secteur (en millions FCFA)

Secteur	Total général	Total général en %
Pétrolier	573 552,58	79,19%
Raffinage	105 170,49	14,52%
Transport Pétrolier	41 803,90	5,77%
Minier	3 792,62	0,52%
Total Général	724 319,59	100%



Le détail des paiements par flux, par société et par projet est présenté en annexe 25.

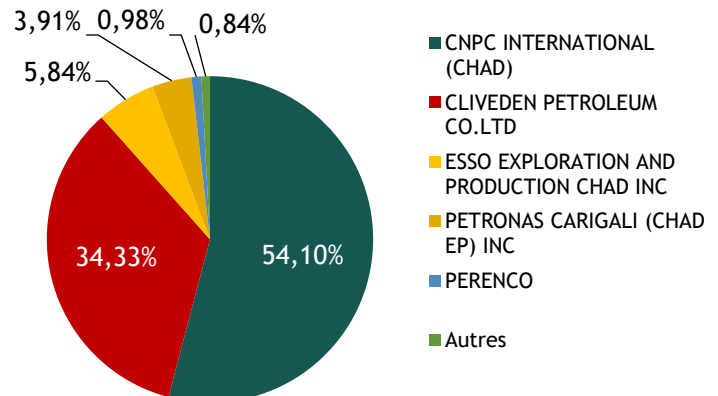
7.2.2 Paiements par société

7.2.2.1 Secteur des hydrocarbures

Les paiements du secteur des hydrocarbures par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 63 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total général	% total
CNPC	310 278,25	54,10%
CLIVEDEN	196 905,03	34,33%
ESSO EXPLORATION	33 519,08	5,84%
PETRONAS	22 435,50	3,91%
PERENCO	5 597,96	0,98%
Autres	4 816,75	0,84%
Total Général	573 552,58	100%

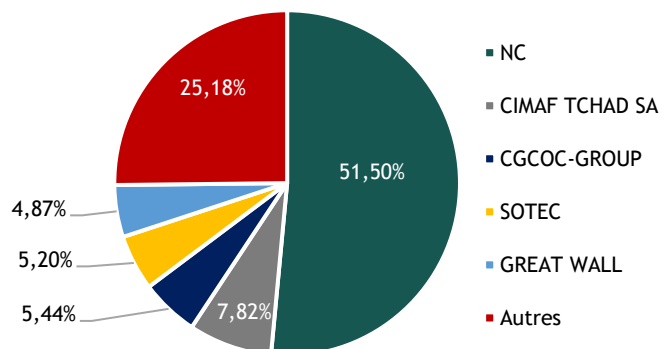


7.2.2.2 Secteur minier

Les paiements du secteur minier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 64 Les revenus extractifs du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Non communiqué (*)	1 953,04	51,50%
CIMAF TCHAD SA	296,40	7,82%
CGCOC-GROUP	206,47	5,44%
SOTEC	197,23	5,20%
GREAT WALL	184,58	4,87%
Autres	954,92	25,18%
Total Général	3 792,62	100%



(*) La DGTCPC a reporté dans la balance de l'État sous la rubrique « Autres recettes minières ». En parallèle, la DGTM a transmis des données plus détaillées, comprenant à la fois des paiements ventilés par société et d'autres présentés de manière agrégée. Pour les besoins du rapport, les détails fournis par la DGTM ont été privilégiés. La différence entre le total déclaré par la DGTCPC et les montants retracés à partir des données de la DGTM a été classée sous la rubrique « Non communiqué », faute de ventilation ou d'identification suffisante.

¹³⁸ Paiements budgétaires et non budgétaires y compris les paiements sociaux

7.2.2.3 Secteur du transport pétrolier

Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 65 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total général	Total général en %
TOTCO	27 325,53	65,36599%
COTCO	14 478,35	34,63398%
Petrochad Transportation Company Limited	0,01	0,00003%
Total Général	41 803,90	100%

7.2.2.4 Secteur de la raffinerie

Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 66 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)

Société	Total général	% total
SRN	105 170,49	100%
Total Général	105 170,49	100%

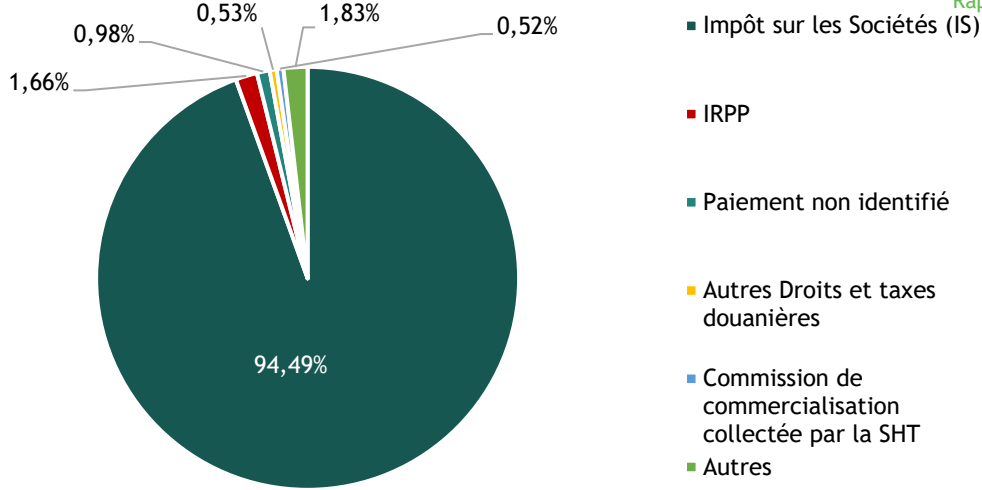
7.2.3 Paiements par flux

7.2.3.1 Secteur des hydrocarbures

Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux se détaillent comme suit :

Tableau 67 Les revenus extractifs du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Impôt sur les Sociétés (IS)	541 939,57	94,49%
IRPP	9 512,48	1,66%
Paiement non identifié	5 597,96	0,98%
Autres Droits et taxes douanières	3 023,03	0,53%
Commission de commercialisation collectée par la SHT	2 987,11	0,52%
IS libérateur	2 775,78	0,48%
Redevance statistique à l'importation	2 560,53	0,45%
Contribution à la formation du personnel du MPME /DGTP	1 713,17	0,30%
Cotisation patronale CNPS	1 071,43	0,19%
Retenues à la source sur bénéfice non commercial	1 027,40	0,18%
Paiements sociaux volontaires	416,53	0,07%
Paiements sociaux obligatoires	251,67	0,04%
Taxe communautaire d'intégration (TCI)	178,38	0,03%
Autres	497,52	0,09%
Total Général	573 552,58	100%

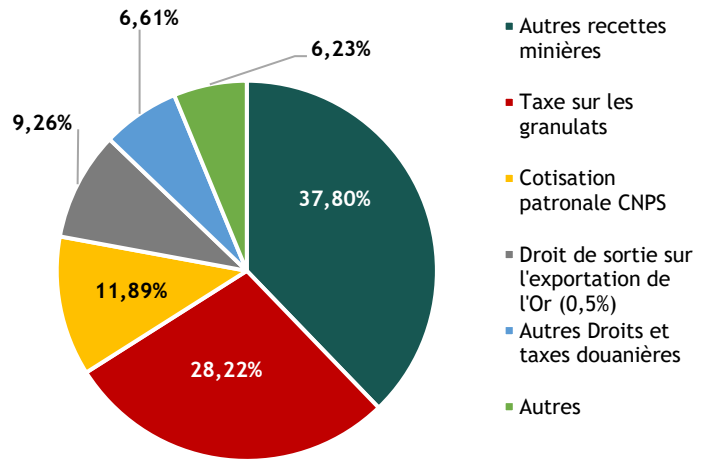


7.2.3.2 Secteur minier

Les revenus extractifs du secteur minier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 68 Les revenus extractifs du secteur minier par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Autres recettes Minières (*)	1 433,45	37,80%
Taxe sur les granulats	1 070,18	28,22%
Cotisation patronale CNPS	450,80	11,89%
Droit de sortie sur l'exportation de l'Or (0,5%)	351,20	9,26%
Autres Droits et taxes douanières	250,56	6,61%
Autres	236,43	6,23%
Total Général	3 792,62	100%



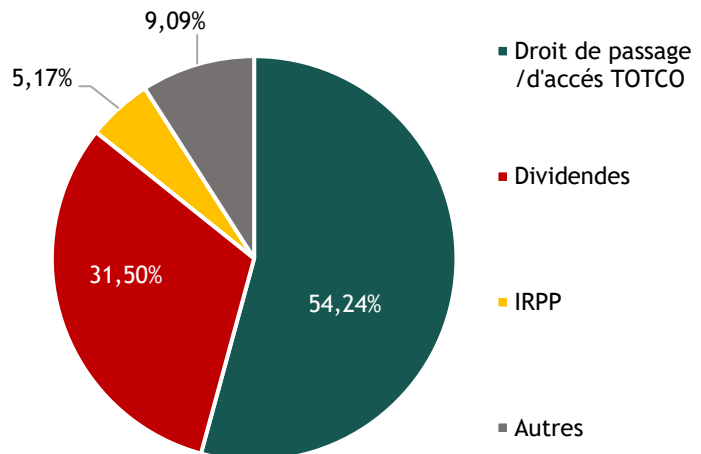
(*) La DGTCP a déclaré 3,07 milliards FCFA sous « Autres recettes minières », tandis que la DGTM a fourni des données partiellement détaillées. Les paiements identifiés ont été pris selon le détail de la DGTM, et l'écart restant a été classé comme « Non communiqué »

7.2.3.3 Secteur du transport pétrolier

Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 69 Les revenus extractifs du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Droit de passage TOTCO	22 673,00	54,24%
Dividendes	13 166,57	31,50%
IRPP	2 163,31	5,17%
Autres	3 801,01	9,09%
Total Général	41 803,90	100%

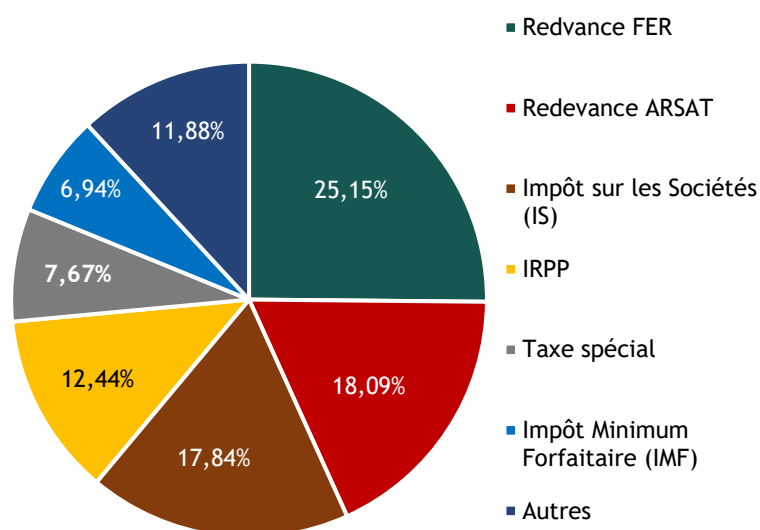


7.2.3.4 Secteur de la raffinerie

Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux se détaillent comme suit :

Tableau 70 Les revenus extractifs du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Redevance FER	26 445,55	25,15%
Redevance ARSAT	19 023,39	18,09%
Impôt sur les Sociétés (IS)	18 767,11	17,84%
IRPP	13 082,74	12,44%
Taxe spécial	8 066,08	7,67%
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	7 293,80	6,94%
Autres	12 491,83	11,88%
Total Général	105 170,49	100%



7.2.4 Paiements par entité perceptrice

Le total des paiements par entité perceptrice se détaillent comme suit :

Tableau 71 Le total des paiements des revenus globaux par entités perceptrices (en millions FCFA)

Secteur	Pétrolier	Raffinage	Transport d'hydrocarbure	Minier	Total
DGI	555 517,56	58 556,11	26 822,60	5,71	640 901,98
Fond d'entretien routier	-	26 445,55	-	-	26 445,55
ARSAT	-	19 023,39	-	-	19 023,39
SHT	2 987,11	-	13 166,57	-	16 153,68
DGCPT	5 597,96	-	1 811,80	1 433,45	8 843,22
DGDDI	5 848,11	356,18	2,93	256,01	6 463,22
CNPS	1 071,43	789,27	-	450,80	2 311,50
DGTP	1 862,20	-	-	-	1 862,20
DGTM	-	-	-	1 633,25	1 633,25
Paiements Sociaux	668,20	-	-	13,41	681,61
Total Général	573 552,58	105 170,49	41 803,90	3 792,62	724 319,59

7.2.5 Autres paiements significatifs

Les paiements significatifs se présentent comme suit :

Tableau 72 Les autres paiements significatifs (en FCFA)

Sociétés	Projet	Montant	Description
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	Convention 1999 et CPP 2014	98 565 580	Montant reporté par la DGI sous la nomenclature "Autre"
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	Convention 1999 et CPP 2014	1 994 347	
United Hydrocarbon Chad Ltd	CPP 2012	300 000	
Total Général		100 859 927	

7.2.6 Paiements par projet

En 2022, les paiements ventilés par projet se sont élevés à **567,99 milliards FCFA**, représentant **78,42 %** 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**. En revanche, le secteur minier présente une performance beaucoup plus limitée, avec **seulement 12,74 %** des paiements désagrégés.

Tableau 73 Revenus globaux de l'Etat par projets

Secteur	Liquidé par projet	Reporté par projets		Total Général	En FCFA
		Non	Oui		En %
Hydrocarbures	Oui	-	547 045 881 609	547 045 881 609	100,00%
	Non	5 884 851 272	20 621 847 343	26 506 698 615	77,80%
Total du secteur des Hydrocarbures		5 884 851 272	567 667 728 952	573 552 580 224	
Raffinerie	Non	105 170 494 520		105 170 494 520	-
Total de la Raffinerie		105 170 494 520	-	105 170 494 520	
Transport Pétrolier	Oui	24 613 792 773		24 613 792 773	0,00%
	Non	17 190 105 151		17 190 105 151	-
Total du Transport Pétrolier		41 803 897 924	-	41 803 897 924	
Minier	Oui	1 282 043 723		1 282 043 723	0,00%
	Non	2 190 653 125	319 925 339	2 510 578 464	12,74%
Total du secteur minier		3 472 696 847	319 925 339	3 792 622 186	
Total Général		156 331 940 563	567 987 654 291	724 319 594 854	
En %		21,58%	78,42%		

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 (89,29 %), opéré par CNPC et CLIDEVEN, constitue le premier contributeur.
- Convention 1988 & Convention 2004 (9,85 %), géré par EEPCL, 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 :

Projets	Sociétés	Montant en FCFA	Contribution en %
Convention 1999 et CPP 2014	CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	310 278 253 068	54,63%
Convention 1999 et CPP 2014	CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	196 905 031 382	34,67%
Convention 1988 & Convention 2004	ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	33 519 081 164	5,90%
Convention 1988 & Convention 2004	PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	22 435 504 126	3,95%
CPP 2011	Petrochad (Mangara) Limited	2 262 386 471	0,40%
Concession d'Exploitation ORYX	OPIC AFRICA CHAD BRANCH	1 677 598 474	0,30%
CPP 2011 - DOSEO / BOROGOP	GRIFFITHS ENERGY (CHAD) SUCCURSAL Ltd	249 449 746	0,04%
CPP 2018	JIA HE International Petroleum and	188 174 961	0,03%
CPP 2012	United Hydrocarbon Chad Ltd	136 249 560	0,02%
CPP 2015	MEIGE International Petroleum and NATI	16 000 000	0,00%
Total Secteur des Hydrocarbures		567 667 728 952	
Arrêté N° 070/PT/PMT/MMG/DGTM/DGTP/DC/SEC/2022	CIMAF TCHAD SA	296 395 195	0,05%
PERMIS 22	SONACIM	18 861 000	0,00%
ARRETE N° 095 /PCMT/PMT/MMG/DG/DGM/DM/2022	GROUPE GMIA SACA	4 669 144	0,00%
Total Secteur Minier		319 925 339	
	Total Général	567 987 654 291	

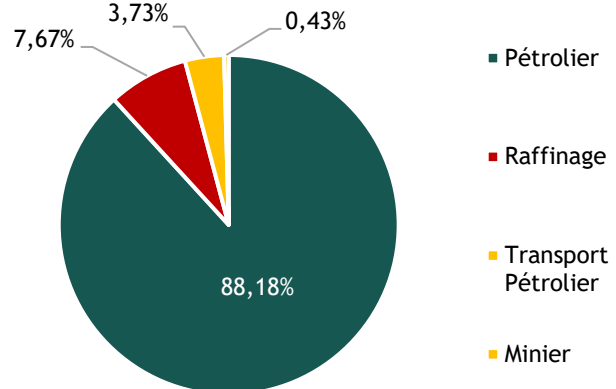
7.3 Revenus budgétaires

7.3.1. Revenus par secteur

Le total des revenus budgétaires par secteur se détaillent comme suit :

Tableau 74 Les revenus budgétaires par secteur (en millions FCFA)

Secteur	Total général	Total général en %
Pétrolier	677 690,55	88,18%
Raffinage	58 912,28	7,67%
Transport d'hydrocarbure	28 637,32	3,73%
Minier	3 328,41	0,43%
Total Général	768 568,57	100%



Le détail des revenus par flux, par société et par projet est présenté en annexe 27

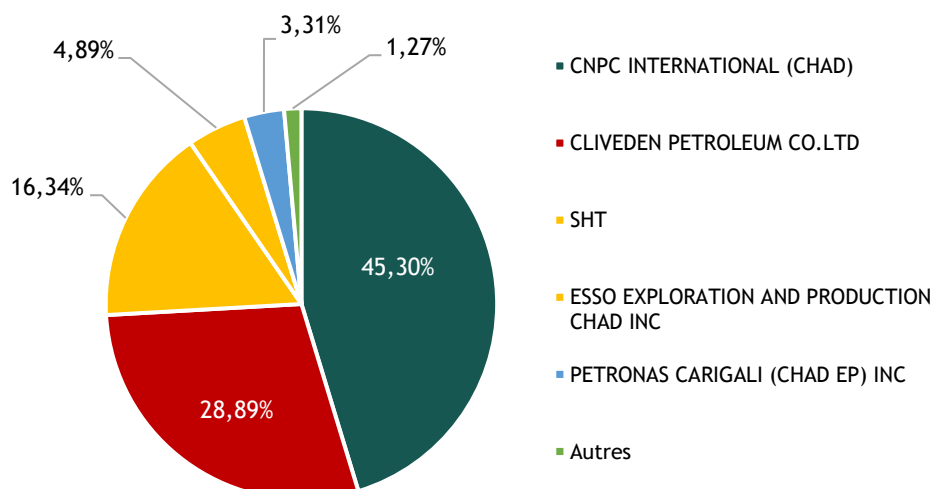
7.3.2. Revenus par société

7.3.2.1. Secteur des hydrocarbures

Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 75 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total général	% total
CNPC INTERNATIONAL (CHAD)	306 991,12	45,30%
CLIVEDEN PETROLEUM CO.LTD	195 774,76	28,89%
SHT	110 726,91	16,34%
ESSO EXPLORATION AND PRODUCTION CHAD INC	33 168,92	4,89%
PETRONAS CARIGALI (CHAD EP) INC	22 433,50	3,31%
Autres	8 595,34	1,27%
Total Général	677 690,55	100%

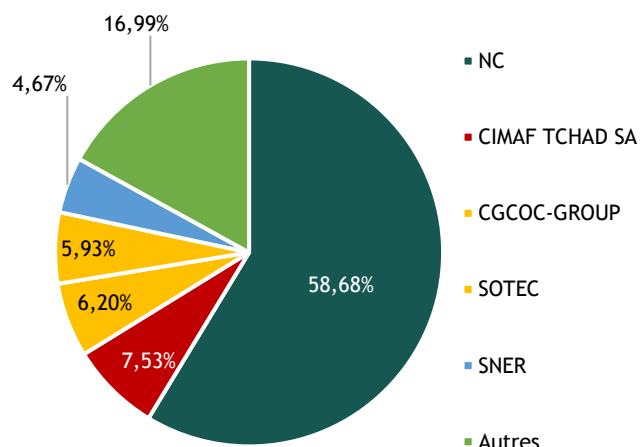


7.3.2.2. Secteur minier

Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 76 Les revenus budgétaires du secteur minier par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total général	% total
Non communiqué	1 953,04	58,68%
CIMAF TCHAD SA	250,56	7,53%
CGCOC-GROUP	206,47	6,20%
SOTEC	197,23	5,93%
SNER	155,55	4,67%
Autres	565,57	16,99%
Total Général	3 328,41	100%



7.3.2.3. Secteur du transport pétrolier

Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 77 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétroliers par sociétés (en millions FCFA)

Sociétés	Total général	Total général en %
TOTCO	26 963,21	94,15407%
COTCO	1 674,10	5,84588%
Petrochad Transportation Company Limited	0,01	0,00005%
Total Général	28 637,32	100%

7.3.2.4. Secteur de la raffinerie

Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés se détaillent comme suit :

Tableau 78 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par sociétés (en millions FCFA)

Société	Total général	% total
SRN	58 912,28	100%
Total Général	58 912,28	100%

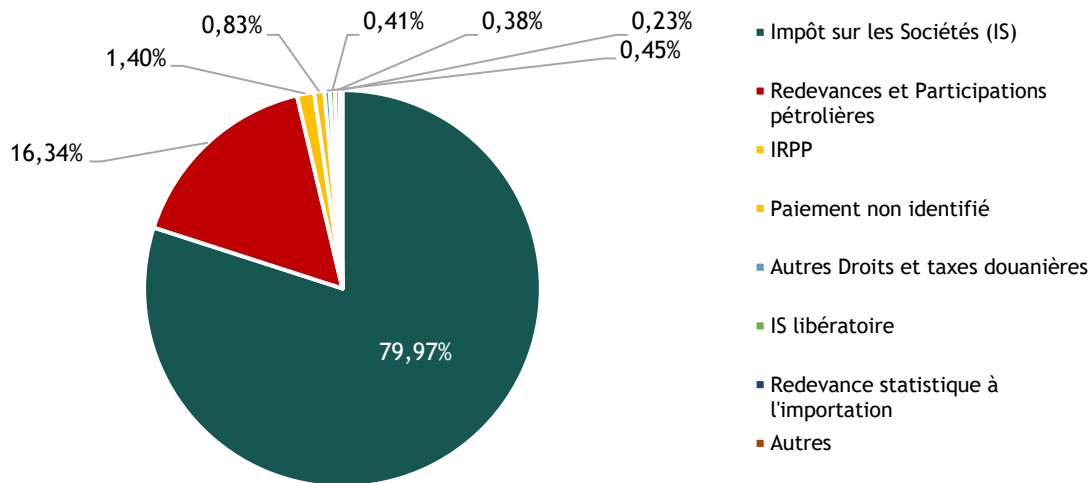
7.3.3. Revenus par flux

7.3.3.1. Secteur des hydrocarbures

Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux se détaillent comme suit :

Tableau 79 Les revenus budgétaires du secteur des hydrocarbures par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Impôt sur les Sociétés (IS)	541 939,57	79,97%
Redevances et Participations pétrolières	110 726,91	16,34%
IRPP	9 512,48	1,40%
Paiement non identifié payé par PERENCO à la DGTCP	5 597,96	0,83%
Autres Droits et taxes douanières	3 023,03	0,45%
IS libératoire	2 775,78	0,41%
Redevance statistique à l'importation	2 560,53	0,38%
Autres	1 554,28	0,23%
Total Général	677 690,55	100%

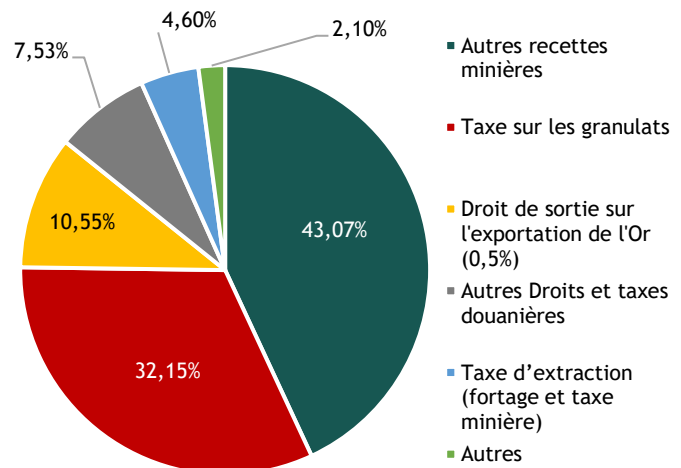


7.3.3.2. Secteur minier

Les revenus budgétaires du secteur minier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 80 Les revenus budgétaires du secteur minier par flux (en millions FCFA)

Flux	Total général	% total
Autres recettes minières	1 433,45	43,07%
Taxe sur les granulats	1 070,18	32,15%
Droit de sortie sur l'exportation de l'Or (0,5%)	351,20	10,55%
Autres Droits et taxes douanières	250,56	7,53%
Taxe d'extraction (fortage et taxe minière)	153,24	4,60%
Autres	69,78	2,10%
Total Général	3 328,41	100%

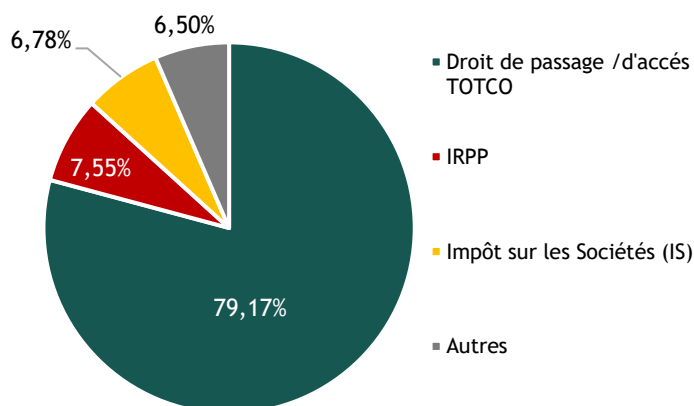


7.3.3.3. Secteur du transport pétrolier

Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux se détaillent comme suit :

Tableau 81 Les revenus budgétaires du secteur du transport pétrolier par flux (en millions FCFA)

Flux	Total général	% total
Droit de passage TOTCO	22 673,00	79,17%
IRPP	2 163,31	7,55%
Impôt sur les Sociétés (IS)	1 940,79	6,78%
Autres	1 860,22	6,50%
Total Général	28 637,32	100%

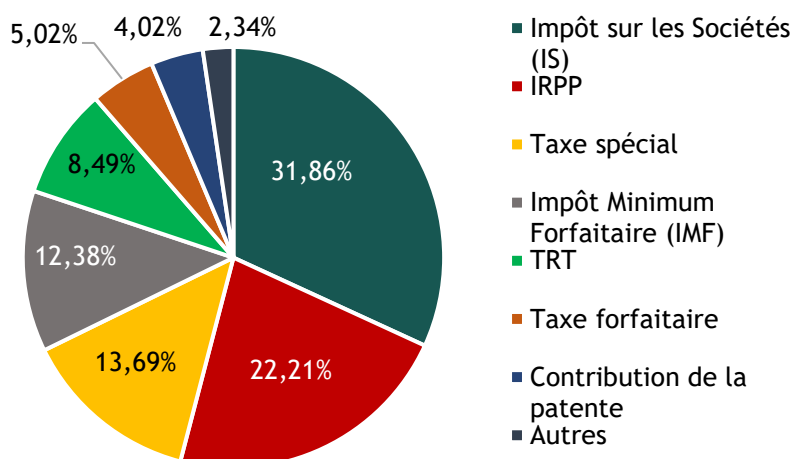


7.3.3.4. Secteur de la raffinerie

Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux se détaillent comme suit :

Tableau 82 Les revenus budgétaires du secteur de la raffinerie par flux (en millions FCFA)

Sociétés	Total Général	Total Général en %
Impôt sur les Sociétés (IS)	18 767,11	31,86%
IRPP	13 082,74	22,21%
Taxe spécial	8 066,08	13,69%
Impôt Minimum Forfaitaire (IMF)	7 293,80	12,38%
TRT	5 000,00	8,49%
Taxe forfaitaire	2 957,66	5,02%
Contribution de la patente	2 368,03	4,02%
Autres	1 376,87	2,34%
Total Général	58 912,28	100%



7.3.4. Revenus par entité perceptrice

Le total des paiements par entité perceptrice se détaillent comme suit :

Tableau 83 Le total des paiements des revenus budgétaires par entités perceptrices (en millions FCFA)

Entité Perceptrice	Pétrolier	Raffinage	Transport d'hydrocarbure	Minier	Total
DGI	555 517,56	58 556,11	26 822,60	5,71	640 901,98
DGTCP	116 324,87	-	1 811,80	1 433,45	119 570,12
DGDDI	5 848,11	356,18	2,93	256,01	6 463,22
DGTM (DGTCP)	-	-	-	1 633,25	1 633,25
Total Général	677 690,55	58 912,28	28 637,32	3 328,41	768 568,57

8. Constatations et recommandations

8.1 Constatations et recommandations 2022

Nous présentons dans cette section les constatations issues de notre vérification ainsi que les recommandations y afférentes :

Niveaux de priorité à utiliser pour classer les recommandations

Priorité 1 - Une mesure corrective est requise d'urgence

Priorité 2 - Une mesure particulière est requise rapidement

Priorité 3 - Une mesure corrective particulière est souhaitable

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
<i>Lutte contre la corruption et gouvernance dans le secteur extractif</i>				
❖ Constatation :				
Malgré un cadre juridique et institutionnel renforcé (HALC, ANIF, réforme IGE), les risques de corruption demeurent élevés dans le secteur extractif. Les mécanismes spécifiques de contrôle restent limités dans leur efficacité. Aucun dispositif n'impose aux entreprises extractives (publiques ou privées) une politique formelle anticorruption. Les cas de détournements dans la SHT n'ont pas fait l'objet d'une analyse structurée ou de réponse du GMP. Les vulnérabilités sont particulièrement marquées dans les chaînes aurifères (selon le GABAC) et dans certaines pratiques contractuelles.				
❖ Impact :				
1	L'absence de réponse structurée du GMP face aux cas de corruption publiquement connus limite sa capacité à anticiper ou atténuer les risques. Le manque d'évaluation des risques sectoriels et l'absence de politique d'intégrité dans les entreprises augmentent l'exposition à la corruption, compromettant la gouvernance, la confiance des parties prenantes et la transparence des revenus.	2.1	HCN-ITIE	1
❖ Recommandation / Action corrective :				
Il est recommandé de :				
<ul style="list-style-type: none"> • Réaliser une étude de cartographie des risques de corruption dans la chaîne de valeur extractive (octroi de titres, contrats, paiements, entreprises publiques, commercialisation). ; • 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 ; 				

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 			
	<p>Evaluation de la procédure d’octroi ou de transfert</p>			
	<p>❖ Constatation :</p>			
	<p>La Norme ITIE 2023 (exigence 2.2.a.iv) prévoit que les rapports ITIE doivent documenter tout écart significatif par rapport au cadre juridique et réglementaire applicable aux octrois et transferts de titres, et fournir une explication de la méthodologie utilisée pour cette évaluation.</p>			
	<p>Pour l’année 2022, le HCN-ITIE a sollicité une lettre d’affirmation auprès de la DGTM, datée du 30 avril 2025, attestant de la conformité des octrois au principe du « premier venu, premier servi » et de l’absence de déviations par rapport à la procédure légale. Cependant, cette affirmation ne s’appuie sur aucune méthodologie documentée ni vérification indépendante.</p>			
	<p>Par ailleurs, une analyse des arrêtés ministériels d’octroi des permis d’exploitation industrielle (PEI) révèle un écart significatif : contrairement à l’article 110 du Code minier de 2018 qui exige un décret pris en Conseil des ministres, les permis ont été octroyés par arrêtés ministériels, sur proposition du Directeur Général Technique des Mines, sans avis conforme de la Commission Nationale des Mines.</p>			
2	<p>❖ Impact :</p> <p>L’absence de documentation sur la méthode suivie limite la capacité à démontrer, de manière structurée et transparente, la conformité effective des pratiques. Cela peut réduire la confiance des parties prenantes dans l’exhaustivité de l’analyse et la rigueur de l’évaluation.</p>	2.2	HCN-ITIE DGTP/DGTM	1
	<p>❖ Recommandation / Action corrective :</p>			
	<p>Il est recommandé de :</p>			
	<ul style="list-style-type: none"> • 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. 			

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
3	<p>Absence d'information sur les consultations communautaires liées à l'octroi de titres</p> <p>❖ Constatation :</p> <p>L'exigence 2.2.a.ii de la Norme ITIE 2023 prévoit que, lorsque les cadres légaux exigent des consultations avec les communautés affectées avant l'octroi d'un contrat ou d'une licence, les procédures de consultation doivent être décrites incluant entre autres le nombre de personnes consultées, leur répartition par genre et un résumé des avis exprimés.</p> <p>Au Tchad, le cadre réglementaire prévoit la réalisation de consultations publiques dans le cadre des études d'impact environnemental et social (EIES), aussi bien pour les projets pétroliers que miniers. Ces procédures sont définies notamment par l'Arrêté n° 041/MERH/SG/CACETALDE/2013 et encadrées par la DEELCPN.</p> <p>Cependant, aucune information n'a été transmise en 2022 par les sociétés extractives ou les ministères compétents concernant les consultations communautaires réalisées dans le cadre des octrois de titres. L'absence de données publics rend difficile l'évaluation de l'effectivité des consultations, bien que des projets aient été attribués.</p> <p>❖ Impact :</p> <p>Sans information disponible sur la tenue ou non de consultations, les parties prenantes ne peuvent pas apprécier :</p> <ul style="list-style-type: none"> • la conformité aux exigences environnementales et sociales, • la participation effective des communautés, • et la prise en compte de leurs préoccupations dans les décisions d'attribution. <p>Cela limite la capacité à évaluer l'acceptabilité sociale des projets et à assurer une gouvernance inclusive et responsable du secteur extractif.</p> <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Sensibiliser les entreprises et le MEPDD sur l'importance des divulgations dans le cadre de l'ITIE 2. Documenter de manière synthétique les consultations organisées : lieu, date, nombre de participants (avec répartition par genre), observations majeures exprimées, réponses apportées. 	2.2	Entreprises/MEPDD HCN-ITIE	2

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<p>3. Publier annuellement une synthèse consolidée des consultations menées dans les secteurs pétrolier et minier, dans un format accessible au public.</p> <p>4. Mettre en place un processus permettant la divulgation systématique des résultats des EIES et des consultations soient systématiquement communiqués par le MEPDD</p>			

Fiabilité et exhaustivité des données sur le registre des licences

❖ **Constatation :**

L'ITIE exige l'accès public à des informations **exhaustives et actualisées** sur les permis et droits extractifs. L'analyse des registres pétrolier et minier a mis en évidence certaines lacunes :

a) Secteur pétrolier :

- Le mini-cadastre pétrolier est publié via les plateformes de l'ITIE Tchad et de l'OTFiP, mais pas directement par la DGTP, autorité compétente en la matière.
- Aucune date de mise à jour n'est affichée, ce qui compromet la fiabilité temporelle des informations.
- Des titres expirés y figurent comme toujours actifs, notamment l'**Autorisation exclusive de recherche de Meige International**, expirée depuis le **28 septembre 2020**.

4 b) Secteur minier :

- Le registre minier en ligne présente des **anomalies majeures de contenu** :
 - **5 permis d'exploitation industrielle** affichent une durée de validité (4 à 5 ans) incohérente avec leur catégorie juridique, correspondant à celle de permis de recherche.
 - **51 permis et autorisations** ne renseignent ni la date d'octroi ni la date de fin de validité.
 - **36 permis et autorisations** ne comportent pas de date de demande.
 - **Les coordonnées géographique** n'est disponible.
- **Des incohérences significatives existent entre les données en ligne et celles fournies directement par la DGTM** : au moins **5 titres attribués en 2022** sont absents du cadastre en ligne, malgré la présence d'arrêtés d'octroi signés.

2.3 DGTP/DGTM 1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<p>❖ Impact :</p> <p>Ces constats traduisent des marges de progression dans la structuration, la mise à jour et la centralisation des informations disponibles. L'absence de certaines données clés et le manque d'harmonisation entre les différentes sources peuvent limiter l'efficacité des outils de suivi et la lisibilité des processus d'octroi. Cela affecte également la capacité des parties prenantes à accéder à une information consolidée sur les droits extractifs.</p> <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. 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). 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. 4. 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. 5. 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). 			
	<p><i>Divulgarion des données sur la propriété effective</i></p> <p>❖ Constatation :</p> <p>La Norme ITIE 2023 (exigence 2.5) impose aux pays de mise en œuvre de demander, et aux entreprises de divulguer publiquement, l'identité de leurs bénéficiaires effectifs, y compris les PPE, pour toutes les entités qui demandent ou détiennent un contrat ou une licence pétrolière, gazière ou minière.</p> <p>En 2022, plusieurs limites importantes ont été observées :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La demande de divulgation semble avoir été adressée uniquement aux sociétés retenues dans le périmètre de conciliation, excluant les autres contractants des contrats pétroliers ainsi que les sociétés minières. 	2.5	HCN-ITIE, DGTCM, RCCM, DGTP	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> • Sur les déclarations reçues, seules quatre sociétés (UHC, OPIC, TOTCO, CECF Haiman International) ont transmis un formulaire ; deux d’entre elles n’ont pas renseigné ni signé les données. • Aucun critère de risque (ex. : juridiction de domiciliation, liens PPE, structures complexes) n’a été appliqué pour ajuster les obligations de déclaration. • Enfin, les données de propriété juridique issues du RCCM ne sont pas extraites ni publiées sur le site de l’ITIE-Tchad. • La base juridique demeure incomplète, bien qu’un projet de loi ait été initié par l’ITIE-Tchad avec l’appui de partenaires techniques. <p>❖ Impact :</p> <p>Cette approche restreinte limite la conformité à la Norme ITIE 2023 et ne permet pas de répondre à l’objectif principal de l’exigence 2.5, à savoir : permettre au public de savoir qui possède et contrôle réellement les entreprises extractives. Elle réduit aussi la capacité du pays à détecter les risques de conflit d’intérêts ou de corruption.</p> <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 			

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
6	<p>Cession des participations dans PCM de Glencore à Perenco</p> <p>❖ Constatation :</p> <p>En juin 2022, Perenco a acquis les actions de Glencore dans PetroChad Mangara (PCM), devenant ainsi l'unique opérateur des champs de Mangara et Badila dans le bassin de Doba, où la SHT détient respectivement 15 % et 25 % des parts. Cette opération constitue une cession indirecte de participations, à travers le transfert d'actions de la société holding.</p> <p>Le HCN-ITIE a obtenu une lettre d'affirmation du ministère en charge des hydrocarbures, attestant de l'absence de déviation par rapport au cadre réglementaire. Toutefois, certains éléments clés relatifs à cette opération n'ont pas été rendus publics :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'arrêté ministériel d'approbation du transfert, requis par l'article 21 de la loi sur les hydrocarbures, n'a pas été publié ; • Les conditions financières et contractuelles de la cession n'ont pas été communiquées ; • Le paiement d'un montant de 5 597,9 millions de F CFA a été identifié dans les rapports mensuels des recettes publiques du mois de mai, souscrit par PERECONCO SA, sans que la nature précise de ce paiement ne soit spécifiée. <p>En outre, une divergence de fond est observée entre :</p> <ul style="list-style-type: none"> • le contrat de partage de production PCM, qui prévoit un prélèvement exceptionnel de 25 % en cas de cession directe d'éléments d'actifs (article 46.4) ; • et le code pétrolier, qui impose une taxe de 1 % sur la plus-value issue de toute cession de droits ou participations dans un titre pétrolier (article 21-7). <p>Cette différence de périmètre et de taux crée une incertitude juridique sur le régime applicable à ce type d'opération, alors que la cession indirecte de participations (via actions) vise, sur le fond, un transfert de contrôle sur un actif pétrolier, économiquement équivalent à une cession directe.</p> <p>❖ Impact :</p> <p>L'absence d'informations complètes et clarifiées sur les modalités juridiques, fiscales et économiques de cette cession entraîne :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une incapacité à évaluer précisément les recettes fiscales générées par l'opération ; 	2.3/4.1	DGTP, DGTCP	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> un risque d'inégalité de traitement entre des opérations similaires selon qu'elles soient structurées comme des cessions d'actifs ou de titres ; une incertitude juridique susceptible d'affecter la régulation des transferts futurs. <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. 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. 			
	<p>Amélioration de la transparence et de la méthode de valorisation de la production pétrolière</p> <p>❖ Constatation :</p> <p>L'exigence 3.2 de la Norme ITIE 2023 impose la divulgation des volumes et de la valeur de la production, en précisant les sources, la méthode de calcul, ainsi que les faiblesses affectant la fiabilité et l'exhaustivité des données.</p> <p>En 2022 :</p>			
7	<ul style="list-style-type: none"> La production nationale de pétrole brut a été estimée à 51,55 millions de barils, selon les données de la SHT. Une comparaison avec les données publiées par l'OTFiP révèle un écart global de 6,39 millions de barils, ramené à 2,39 millions après ajustement des volumes livrés à la SRN. La valeur de la production n'a pas été communiquée par la SHT ni par la DGTP. En l'absence de données officielles, la valorisation utilisée dans le rapport a été estimée sur la base du prix moyen à l'exportation (98,86 USD/bbl). 	3.2	HCN-ITIE, SHT, DGTP, OTFiP,	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> Or, les contrats pétroliers comme les CPP prévoient une méthode spécifique pour calculer un prix fiscal appelé “Prix du Marché Départ Champ”, déterminé trimestriellement et utilisé pour le calcul du Profit Oil, du Cost Oil et des redevances (articles 39.1 et 39.2). <p>❖ Impact :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les écarts de volumes entre sources publiques réduisent la confiance dans la fiabilité des données disponibles, et compliquent l’analyse des performances du secteur. La non-utilisation du prix contractuel affaiblit la pertinence des valorisations présentées, qui ne reflètent pas les bases effectives de calcul des recettes de l’État. Ces limitations affectent la capacité des parties prenantes à évaluer les recettes attendues, à identifier d’éventuelles pertes de revenus, et à comprendre la dynamique réelle de la production et des revenus associés. <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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. 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. Demander aux entités concernées (SHT, DGTP) de communiquer systématiquement les prix contractuels appliqués chaque trimestre. 			

Production minière : Absence de désagrégation par société et de valorisation des carrières

❖ **Constatation :**

L’exigence 3.2.a de la Norme ITIE prévoit la divulgation des volumes et de la valeur de la production **désagrégées par projet ou société, lorsque disponibles**, et par substance.

8	<p>Pour l’année 2022 :</p> <ul style="list-style-type: none"> Les données de production n’ont pas été fournies par la DGTM, mais reprises du rapport diagnostique de la Banque mondiale ; Aucune désagrégation par société ou permis/autorisation n’est disponible, y compris pour les titres miniers attribués ; 	3.2	DGTM	1
---	---	-----	------	---

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> Aucune valorisation n'a été faite pour les matériaux issus des carrières (ciment, calcaire, gypse, latérite, sable, etc.). <p>❖ Impact :</p> <p>Ces lacunes limitent :</p> <ul style="list-style-type: none"> la conformité avec l'exigence 3.2.a en matière de désagrégation et de valorisation ; la visibilité sur la contribution réelle des entreprises minières au secteur ; la capacité d'évaluer le potentiel fiscal des substances autres que l'or. <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <p>Il est recommandé de :</p> <ol style="list-style-type: none"> Assurer la collecte et la publication des données de production désagrégées par société dans les rapports ITIE à venir ; Valoriser les volumes extraits des carrières, sur la base de références de marché locales ou régionales. 			
	<p>Exportations minières : Absence de désagrégation par transaction et de méthode de valorisation</p> <p>❖ Constatation :</p> <p>L'exigence 3.3.a de la Norme ITIE impose la divulgation des volumes et valeurs d'exportation désagrégées par entreprise et, si possible, par transaction. L'exigence 3.3.b prévoit également la documentation des sources et méthodes de valorisation utilisées.</p> <p>En 2022 :</p>			
9	<ul style="list-style-type: none"> Les données d'exportation ont été transmises par le poste de contrôle de l'aéroport, sous forme agrégée par mois, sans désagrégation par transaction ni par opérateur ; Aucune donnée officielle n'a été fournie par la DGDDI pour l'ensemble des points de sortie ; La méthode de calcul des valeurs d'exportation n'a pas été précisée ; Un écart important de 11,35 tonnes d'or subsiste entre les statistiques nationales et les données miroir (Comtrade - Émirats Arabes Unis). 	3.3	DGDD	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
❖	Impact :			
	<ul style="list-style-type: none"> • Non-conformité avec les divulgations attendues sur les transactions et valorisation ; • Affecte la transparence sur la contribution réelle du secteur aurifère aux exportations nationales. 			
❖	Recommandation / Action corrective :			
	<ol style="list-style-type: none"> 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. 			
	<i>Traçabilité des paiements en nature et vérification des coûts déduits</i>			
❖	Constatation :			
	L'exigence 4.2 de la Norme ITIE vise à garantir la transparence dans la vente des ressources perçues en nature et à assurer la traçabilité des revenus vers le Trésor public.			
	En 2022 :			
10	<ul style="list-style-type: none"> • Les opérateurs pétroliers CNPCI et EEPCI n'ont pas reporté les paiements en nature dans leurs déclarations ITIE relatives à ces paiements. Les informations publiées pour dans le rapport pour ces consortium reposent uniquement sur une déclaration unilatérale de la SHT; • Un écart persistant de 1 015 040 barils a été constaté en 2022 entre les parts de brut revenant à l'État via la SHT PCCL et les volumes effectivement enlevés, contre 720 010 barils en 2021. Cet écart récurrent, non justifié de manière détaillée, pourrait potentiellement refléter des paiements de coûts prélevés directement sur la part de l'État, en l'absence de traçabilité complète. • Les coûts déduits des ventes de brut attribuables à l'État (transport, cash calls, commissions de commercialisation) n'ont pas pu être vérifiés de manière indépendante, en l'absence de transmission du relevé du compte séquestre de la SHT à la Citibank ; 	4.2	DGTCP, DGTP, SHT	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> • Le montant total des revenus non rapatriés n'est pas communiqué, ni les disponibilités résiduelles sur le compte séquestre ; • La DGTCP n'a pas transmis de déclaration ITIE formelle, se limitant à fournir les relevés partiels de certains comptes de recettes pétrolières ; • Trois mouvements bancaires en fin d'année 2022, totalisant 20,6 milliards FCFA, figurent sur le compte "Rapatriement des recettes pétrolières d'exportation" du Trésor à la BEAC, sans être formellement attribués, créant une incertitude sur le montant réellement rapatrié. <p>❖ Impact :</p> <ul style="list-style-type: none"> • L'absence de déclaration des opérateurs pétroliers et le manque de rapprochement des paiements en nature peuvent être de nature à affecter la fiabilité des données publiées dans le rapport ; • Les écarts récurrents non explicités entre les parts revenant à l'État et les volumes enlevés indiquent un besoin d'amélioration du suivi opérationnel et de la documentation des flux physiques de brut ; • L'absence de vérification indépendante des déductions affecte la fiabilité des informations financières relatives aux recettes pétrolières. • L'absence de traçabilité complète des rapatriements limite la transparence budgétaire et la compréhension des flux financiers par les parties prenantes. <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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; 			

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> Renforcer l'implication de la DGTCP dans le processus de déclaration ITIE en l'accompagnant pour produire une déclaration consolidée, au-delà de la simple transmission de relevés. 			
11	<p><i>Dette Glencore : Absence de divulgation complète du nouvel accord et incohérences dans les données</i></p> <p>❖ Constatation :</p> <p>L'exigence 4.3 de la Norme ITIE vise à assurer une transparence renforcée sur les accords de préfinancement adossés à des ressources naturelles, en particulier sur leurs modalités financières, leur exécution et leur impact sur les recettes publiques.</p> <p>En 2022 :</p> <ul style="list-style-type: none"> Le Tchad a conclu un nouvel accord de restructuration de la dette Glencore, signé en novembre 2022. Toutefois, les conditions détaillées de cet accord n'ont pas été rendues publiques, en particulier les modalités financières actualisées et les ajustements contractuels prévus. Des écarts ont été relevés entre les montants déclarés par la SHT (357,3 millions USD) et ceux reportés par l'OTFiP (340,3 millions USD). Ces écarts portent notamment sur la marge supplémentaire de 16,4 millions USD et les frais d'agent estimés à 0,6 million USD, non pris en compte dans les documents budgétaires. Enfin, bien que l'encours de la dette déclaré par la SHT (625,4 millions USD) soit confirmé par le rapport "Payments to Governments" de Glencore, aucune information n'a été fournie sur la part effectivement refinancée dans le cadre du nouvel accord, ni sur les nouveaux échéanciers ou obligations de paiement. <p>❖ Impact :</p> <ul style="list-style-type: none"> L'absence de divulgation complète limite la compréhension des engagements financiers futurs de l'État, ainsi que l'évaluation des risques liés à la soutenabilité de la dette adossée au pétrole; Les incohérences entre les données budgétaires et celles de la SHT nuisent à la lisibilité et à la fiabilité du reporting ITIE ; <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p>	4.3	SHT, DGTCP, HCN-ITIE	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> 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. 			

Absence de désagrégation des données

❖ **Constatation :**

L'exigence 4.7 de la Norme ITIE requiert que les données financières soient **désagrégées par projet, par entreprise, par entité gouvernementale et par type de flux**, afin d'assurer une traçabilité efficace des revenus extractifs.

En 2022 :

- | | | | | |
|----|---|-----|----------------------------|---|
| 12 | <ul style="list-style-type: none"> La DGTM et la DGTCP n'ont pas transmis de données sur les revenus miniers perçus, limitant ainsi la couverture directe des entités concernées ; Pour garantir l'exhaustivité du rapport, un montant global de 3 066 millions FCFA a été intégré à partir de la balance générale de l'État, sous la rubrique « Autres recettes des mines » ; Toutefois, ce montant n'a pas été ventilé ni par entreprise, ni par projet, ce qui limite sa valeur informative ; Pour les autres flux, seuls 65,51 % des revenus collectés par projet ont été désagrégés par projet, selon les données disponibles. | 4.7 | DGTM, DGTCP, HCN-ITIE, DGI | 1 |
|----|---|-----|----------------------------|---|

❖ **Impact :**

- Cette situation réduit la transparence sur l'origine et la répartition réelle des revenus miniers, limitant la possibilité de vérifier si l'État perçoit ce qui lui est dû pour chaque projet ;
- Elle entrave l'analyse de la performance fiscale des opérateurs miniers et compromet la redevabilité dans la gestion du secteur.

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<p>❖ Recommandation / Action corrective :</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 convenue par le HCN-ITIE ; • Une coordination interinstitutionnelle renforcée est suggérée pour améliorer la transmission et la qualité des données. 			
13	<p>Participations de l'État : Manque de traçabilité et documentation incomplète</p> <p>L'exigence 2.6 requiert d'assurer une transparence sur les participations de l'État dans les sociétés extractives, en documentant leur niveau, les conditions financières associées (droits, obligations, dividendes, engagements) et les éventuelles modifications intervenues au cours de l'année.</p> <p>❖ Constatation :</p> <ul style="list-style-type: none"> • La participation dans SHT PCCL, entité détenant 25 % dans le consortium EEPCL, n'est plus inscrite dans les actifs de la SHT depuis 2020, sans que le transfert à l'État n'ait été officiellement documenté ; • La participation supposée dans CNPCIC signalée par la DAFMS n'a jamais été confirmée ni documentée dans les rapports ITIE ; • Aucune information n'a été fournie sur les revenus associés à ces participations (dividendes, produits de cession), notamment par la DGTCP ; • Les états financiers de la succursale SHT PCCL n'identifient pas clairement la société mère, limitant la transparence sur la chaîne de propriété. <p>❖ Impact :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Entrave l'évaluation complète de la valeur économique des actifs publics dans le secteur extractif ; • Limite la traçabilité des revenus effectivement perçus et des engagements financiers associés; • Complique l'évaluation de la conformité avec les bonnes pratiques de gouvernance des entreprises publiques <p>❖ Recommandation / Action corrective :</p>	2.6	SHT, DGTCP, HCN-ITIE	1

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> • 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 ; 			

Absence de suivi des dépenses sociales obligatoires dans le secteur minier

❖ Constatation :

L'exigence 6.1 de la Norme ITIE vise à assurer une **compréhension publique des contributions sociales et environnementales** des entreprises extractives, qu'elles soient obligatoires ou volontaires.

En 2022 :

- | | | | | |
|----|---|-----|------|---|
| 14 | <ul style="list-style-type: none"> • Le Code minier de 2018 impose, via ses articles 112, 131, 146 et 155, la soumission d'un plan de développement communautaire pour les titulaires de permis d'exploitation industrielle ou d'autorisation de carrière industrielle . • Selon le cadastre minier, 13 autorisation de carrière industrielles. • Aucune information n'a été transmise par la DGTM sur la mise en œuvre de ces plans, ni sur les éventuelles dépenses sociales effectuées au titre des engagements contractuels. • Les engagements sociaux antérieurs (ex. Transcom, Société de Concassage de Hadjer Lamis) n'ont pas fait l'objet de suivi ni de rapport spécifique. | 6.1 | DGTM | 1 |
|----|---|-----|------|---|

❖ Impact :

- L'absence d'information limite l'évaluation du respect des obligations contractuelles et du nouveau cadre légal.
- Elle empêche d'apprécier la **contribution réelle du secteur au développement local** et **compromet la transparence** sur les relations entre entreprises minières et communautés.

❖ Recommandation / Action corrective :

- Mettre en place, au niveau de la DGTM, un **système de suivi formalisé** des plans de développement communautaire prévus par les conventions minières ;

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
	<ul style="list-style-type: none"> • 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). 			
	<p>Données incomplètes sur l'emploi extractif formel</p> <p>❖ Constatation</p> <p>L'exigence 6.3.a.iv de la Norme ITIE vise à assurer une compréhension claire de la contribution du secteur extractif à l'économie, notamment via des données sur l'emploi, ventilées par entreprise, projet, genre et nationalité.</p> <p>En 2022 :</p> <ul style="list-style-type: none"> • Seules 7 entreprises pétrolières ont communiqué des données sur l'emploi ; • Des sociétés majeures comme ESSO, CNPCIC, PETRONAS, CLIVEDEN ou SRN n'ont pas communiqué de données, limitant fortement la couverture du secteur formel. • Aucune entreprise minière formelle n'a transmis d'information, alors même que plusieurs autorisations d'exploitation industrielle étaient en vigueur ; <p>Impact</p> <p>L'absence de données sur le secteur minier formel et la non-déclaration de plusieurs acteurs clés du secteur pétrolier entravent l'évaluation du contenu local et la contribution du secteur extractif.</p> <p>Recommandation / Action corrective</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 • Renforcer les obligations de déclaration ITIE auprès de toutes les entreprises extractives. 			
15		6.3	INSEED, Entreprises HCN-ITIE	1
	<p>Faible accessibilité aux documents environnementaux</p> <p>❖ Constatation :</p> <p>L'Exigence 6.4 vise à fournir une base pour évaluer la qualité du cadre réglementaire, les mécanismes de supervision et la transparence des impacts environnementaux, sociaux et de genre des activités extractives.</p>			
16		6.4	HCN-ITIE/MEPDD	2

N°	Recommandations du rapport 2022	Exigence ITIE	Entité concernée	Priorité
En 2022 :				
<ul style="list-style-type: none">• Le cadre légal impose l'élaboration de divers documents (EIE, rapports de suivi, audits environnementaux et sociaux), mais ne prévoit pas de divulgation systématique en ligne, sauf exception ponctuelle (accès sur demande).• Les documents environnementaux (TDR, rapports d'EIE, rapports de consultations , permis, rapports d'audit ..) ne sont publiés de manière proactive :• La loi n°023/2024 renforce les obligations de production des documents, mais n'impose pas leur accessibilité publique, sauf sur demande.				
❖ Impact :				
<ul style="list-style-type: none">• L'absence de divulgation limite la transparence sur les impacts environnementaux et sociaux des projets extractifs.• Elle entrave la capacité des parties prenantes à évaluer la conformité des entreprises et à suivre les engagements environnementaux dans le temps.				
❖ Recommandation / Action corrective :				
<ul style="list-style-type: none">• 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.				

8.2 Suivi des recommandations des rapports ITIE antérieurs

N	Titre	Recommandations	Implémentation
Recommandations du rapport 2021			
1	Divulgarion 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.	Non
3	Divulgarion 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.	Non
5	Divulgarion des données sur les entreprises d'Etat	Divulgarion complète des règles statutaires ainsi que du détail des transactions financières avec l'Etat. Mettre en place des mécanismes de suivi et de rapportage plus robustes, et de s'assurer que les entreprises d'Etat comprennent et respectent leurs obligations de divulgation selon les normes ITIE.	Non
6	Divulgarion des données sur les participations de l'Etat	Fournir des informations complètes, détaillées et transparentes sur les changements de participation de l'Etat, en incluant les conditions précises de participation au capital. Harmoniser les données avec d'autres sources pour assurer la cohérence des informations divulguées.	Non
7	Divulgarion 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	Divulgarion des participations dans le secteur minier	Publier les détails des participations de l'Etat dans les sociétés minières, y compris leur niveau de responsabilité dans le financement des différentes phases du projet.	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
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	<p>Améliorer les processus de collecte, de vérification et de divulgation des données de production et d'exportation</p> <p>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.</p> <p>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.</p>	Non
11	Divulgation des émissions de gaz à effet de serre	<p>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</p> <p>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.</p>	Non
12	Exhaustivité et fiabilité des divulgations des revenus en nature	<p>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.</p> <p>Améliorer la qualité et la précision des données pour garantir une transparence totale des revenus en nature.</p>	Non
13	Divulgation de données dégagées	<p>Reporter des informations détaillées sur les volumes transportés, les tarifs unitaires et les droits reversés à l'État.</p> <p>Divulguer les revenus provenant du droit de transit par société et par projet.</p> <p>Divulguer les revenus pétroliers et miniers par société et par projet.</p>	Non
14	Divulgation des transferts infranationaux dans le secteur minier	Etablir un mécanisme de divulgation des recettes minières détaillées par permis/autorisation et région.	Non
15	Divulgation des dépenses sociales dans le secteur minier	Divulguer le détail des dépenses sociales ainsi que des plans de développement communautaire associés.	Non
16	Divulgation des dépenses quasi budgétaires	<p>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.</p> <p>Fournir des clarifications supplémentaires pour garantir la précision et la qualité des données rapportées.</p>	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
17	Revue du périmètre des rapports ITIE	Élargir 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	Divulguer des données sur l'accord SWAP conclu 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	Divulguer 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	Divulguer des dépenses quasi budgétaires des sociétés d'Etat	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
10	Impact de l'ITIE	Participation active dans la réforme du Code des Hydrocarbures	Non
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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 : <ul style="list-style-type: none"> - 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	Divulgarion 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 : <ul style="list-style-type: none"> - 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

N	Titre	Recommandations	Implémentation
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	<ul style="list-style-type: none"> - 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 ; - 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. 	Non
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	<ul style="list-style-type: none"> - 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	<p>Elaborer une étude en vue de :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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

N	Titre	Recommandations	Implémentation
Recommandations du rapport 2018			
1	Absence de publication du rapport d'avancement	<p>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 :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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 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 	Non
2	Caractère inclusif du secteur extractif et égalité des sexes	<p>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 :</p> <ol style="list-style-type: none"> 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	<p>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.</p>	Non

N	Titre	Recommandations	Implémentation
Recommandations antérieures à 2018			
1	Respect du mécanisme de fiabilisation des données retenues par le Haut Comité National	<p>- 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.</p> <p>- 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.</p> <p>Nous recommandons au HCN de :</p> <p>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</p> <p>2- Prévoir des délais raisonnables pour chaque étape de l'élaboration du rapport ITIE notamment celle de la certification des données.</p>	Non
2	Réconciliation des revenus des ventes des quotes-parts d'huile de l'Etat	<p>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.</p> <p>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.</p>	Non
3	Non exhaustivité de la publication des contrats miniers	<p>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-miniere-et-carriere-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.</p> <p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 mis à jour ; et - Examen des barrières institutionnelles ou légales relatives aux clauses de confidentialité qui peuvent empêcher une telle publication. <p>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.</p>	Oui

N	Titre	Recommandations	Implémentation
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 minières 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.	En cours
6	Participation de l'Etat dans la Société de Raffinage de N'Djamena (SRN)	<p>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.</p> <p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. <p>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).</p>	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

N	Titre	Recommandations	Implémentation
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
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 efficace 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

N	Titre	Recommandations	Implémentation
15	Publication des contrats	<p>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.</p> <p>Cette feuille de route doit prévoir les éléments suivants :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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	<p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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. 	En cours
17	Flux collectés directement par le Ministère de l'Energie et du Pétrole	<p>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.</p>	Non
18	La mise en place d'un cadastre minier et pétrolier	<p>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.</p> <p>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.</p>	<p>En cours</p> <p>Un mini-cadastre pétrolier a été réalisé et publié sur le site web de ITIE-Tchad.</p>
19	Fourniture de la référence des PJ à chaque paiement	<p>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.</p>	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
20	Manquements et incohérences relevés lors de la revue du contrat de préfinancement	<p>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.</p> <p>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.</p>	Encours
21	Calcul des transferts aux régions productrices	<p>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.</p>	<p>Une lettre de demande d'information adressée à la BEAC et au Ministère des Finances</p>
22	Fiabilité et exhaustivité des données collectées par la Cellule de Collecte et de Centralisation des Recettes du Secteur Extractif et implication des régies financières dans la collecte de données	<p>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 :</p> <ul style="list-style-type: none"> -Eviter au maximum la saisie manuelle des quittances avec la transmission de données sous format électronique ; -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. <p>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 ;</p> <ul style="list-style-type: none"> -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. 	En cours
25	Publication des informations sur les dettes contractées par la SHT	<p>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.</p>	En cours

N	Titre	Recommandations	Implémentation
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 - Lettre d'affirmation de la DGTP
- Annexe 3 - Octrois miniers en 2022
- Annexe 4 - Lettre d'affirmation de la DGTM
- 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 2022
- Annexe 10 - Nomenclatures des flux
- Annexe 11 - Liste des sociétés du périmètre
- Annexe 12 - Modèle des formulaires de déclaration
- Annexe 13 - Partage de production - 2022
- Annexe 14 - Détails des enlèvements en 2022
- 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

KARIM LOURIMI

Tunis - TUNISIE

Tél : +216 27 59 65 95

Mail : k.lourimi@enerteam.tn