



GUIDE SUR LA FISCALITÉ DES INDUSTRIES EXTRACTIVES

Rédigé par :

M. Alain CHARLET, enseignant Mines ParisTech et expert international

M. Soungalo KONE, DGI Côte d'Ivoire

2017

En partenariat avec



AVERTISSEMENT

TOUTE REPRODUCTION TOTALE

OU PARTIELLE DE CE GUIDE

EST SOUMISE À AUTORISATION DU CREDAF

GUIDE DU CREDAF :
LA FISCALITÉ DES INDUSTRIES EXTRACTIVES :
BONNES PRATIQUES

TABLE DES MATIÈRES

AVERTISSEMENT	1
TABLE DES MATIÈRES	2
GLOSSAIRE	4
AVANT PROPOS.....	5
Introduction	6
I. Spécificités de l'industrie minière et pétrolière	8
A. L'évolution des cours des matières premières	8
B. Une industrie en constante évolution :	11
1. L'industrie minière.....	13
2. L'industrie pétrolière.....	14
C. Les différences intrinsèques entre l'industrie minière et pétrolière	15
D. Les différentes phases du cycle minier.....	16
E. Les considérations administratives et juridiques	20
1. Les titres miniers et les contrats pétroliers.....	21
2. L'attribution des titres miniers et des contrats pétroliers	23
3. Les droits conférés par les titres miniers et les contrats pétroliers	24
II. Quelle fiscalité pour les industries extractives ?	26
A. Est-ce que les incitations fiscales sont un facteur d'attractivité ?	27
1. Est-ce que ces incitations doivent être fonction du cycle minier ou pétrolier ?	27
2. Est-ce que ces incitations doivent être étendues aux tiers ?	31
a) Aux sous-traitants et sociétés affiliées	31
b) Aux investisseurs passifs.....	34
3. Est-ce que la phase de production doit marquer un retour à une fiscalité de droit commun ?	35
a) La définition de la date de la première production commerciale	35
b) Est-ce que la phase de production doit s'accompagner d'un congé fiscal ou d'une baisse des taux de droit commun ?	37
c) Le traitement des provisions pour reconstitution de gisement	39
d) La question des remboursements de TVA	42
B. Comment contrôler les incitations fiscales et douanières ?	46
1. La question de l'intérêt des barrières de déconsolidation (« <i>ring fencing</i> ») en cas d'octroi d'incitations fiscales	46
2. Est-ce que les listes minières ou pétrolières sont un outil approprié ?	50
3. Comment s'assurer de l'affectation du bien au projet minier ou pétrolier ?	51
4. Comment contrôler les exonérations sur les achats de biens en régime intérieur ?	51
C. Quelles modalités pour l'imposition de la rente minière ou pétrolière ?	52
1. Les redevances	53

a)	Les redevances fixes et superficielles	54
b)	Les redevances proportionnelles	54
(i)	L'assiette et l'exigibilité des redevances proportionnelles.....	54
(ii)	Le taux des redevances proportionnelles (fixe ou indexé)	57
(iii)	Redevances proportionnelles et incitations à la transformation sur place	61
2.	Le partage de production.....	62
a)	La détermination du « cost oil ».....	63
b)	La détermination et le partage du « profit oil » :	64
3.	Autres formes de prélèvements	66
a)	Les bonus de signature et de production	66
b)	Les taxes sur les superprofits	68
c)	Prises de participation gratuites de l'Etat	72
d)	La remise à terme et le droit d'usage des infrastructures à vocation d'utilité publique construites pour l'exploitation de la mine	75
e)	Les fonds de soutien à la formation ou au développement local	76
D.	Quel régime fiscal pour la réhabilitation du site minier et la remise en état du site pétrolier ?	77
E.	Quel régime pour les substances de carrière ?	79
F.	Est-ce que les conventions d'établissement doivent permettre de déroger au régime défini dans le Code Minier ou Pétrolier ?	79
G.	Est-il légitime de garantir à l'investisseur la stabilisation de son régime fiscal et douanier minier ou pétrolier ?	83
III.	Comment lutter contre la planification fiscale abusive ?	86
A.	Comment renforcer le contrôle en matière de prix de transfert ?.....	86
1.	La difficulté pour trouver des comparables pertinents.....	86
2.	Limitation de la déductibilité de certaines charges (sous-capitalisation et autres).....	88
3.	Le rôle des retenues à la source sur les rémunérations de prestations de services	89
B.	Comment imposer les contrats d'amodiation ou d'affermage ?	90
C.	Comment imposer les plus-values ?	91
1.	Les plus-values sur cessions de titres miniers	91
2.	Les plus-values sur cessions directes et indirectes de sociétés détenant des titres miniers..	93
D.	Les points de fragilité de l'assiette fiscale	96
1.	Les opérations rattachées à la phase de recherche et développement	96
2.	Les opérations concernant la phase d'exploitation	96
a)	La question de la quantification de la production	96
b)	La valorisation de la teneur et du taux d'humidité des produits vendus	96
c)	La valorisation des rejets	97
d)	L'usage des contrats de couverture.....	97
3.	Les opérations concernant la phase de fermeture de la mine	97
E.	La question du renforcement des relations entre administrations et des capacités administratives	97
1.	La question de la spécialisation des services de l'administration fiscale.....	97
2.	Le renforcement des capacités.....	98
3.	Le renforcement de la coopération nationale, régionale et internationale.....	98
a)	La collaboration au niveau national entre les administrations	99
b)	La constitution d'une base de données nationale commune aux administrations concernées	99
c)	La coopération régionale.....	100
d)	La coopération internationale	101
Conclusion.....	102	
Bibliographie.....	108	
Annexe :.....	111	
Contribution du Canada relative aux actions accréditées	111	
Remerciements	118	

GLOSSAIRE

BEPS	Base Erosion and Profit Shifting (Erosion de la base d'imposition et transfert de bénéfices)
BRGM	Bureau de Recherches Géologiques et Minières
CAE/EAC	Communauté d'Afrique de l'Est / « <i>East African Community</i> »
CAPEX	Dépenses d'exploration et de développement (« <i>Capital Expenditures</i> »)
CEDEAO	Communauté Économique Des États de l'Afrique de l'Ouest
CGI	Code Général des Impôts
CIF/CAF	« <i>Cost Insurance Freight</i> » / Coût, assurance, fret
CKR	Convention de Kyoto Révisée entrée en vigueur le 3 février 2006
CNUCED	Conférence des Nations Unies sur le Commerce Et le Développement
CPP	Contrat de Partage de Production
CREDAF	Centre de Rencontres et d'Études des Dirigeants des Administrations Fiscales
DGI	Direction Générale des Impôts
FOB/FAB	« <i>Free On Board</i> » / Franco À Bord
FMI	Fonds Monétaire International
IDE	Investissement Direct Étranger
IMF	Impôt Minimum Forfaitaire
IRVM	Impôt sur le Revenu des Valeurs Mobilières
IRCM	Impôt sur le Revenu des Capitaux Mobiliers
ITIE	Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives
LME	« <i>London Metal Exchange</i> »
NRGI	Natural Resource Governance Institute
OCDE	Organisation de Coopération et de Développement Economiques
OMD	Organisation Mondiale des Douanes
ONU	Organisation des Nations Unies
ONUDI	Organisation des Nations Unies pour le Développement Industriel
OPEP	Organisation des Pays Exportateurs de Pétrole
OPEX	Dépenses d'exploitation (« <i>Operating Expenditures</i> »)
OSIWA	Open Society Initiative for West Africa
RDC	République Démocratique du Congo
RGAE/GAAR	Règle Générale Anti-Évitement / « <i>General Anti-Avoidance Rule</i> »
SADC/CDAA	« <i>Southern African Development Community</i> » / Communauté de Développement de l'Afrique Australe
TVA	Taxe sur la Valeur Ajoutée
UEMOA	Union Économique et Monétaire Ouest-Africaine

AVANT PROPOS

Après la crise financière de 2008 et dans un contexte budgétaire contraint, les pays doivent prendre des mesures rigoureuses de redressement budgétaire pour réduire le niveau de la dette publique et faire face aux dépenses publiques afin de répondre aux besoins et attentes des citoyens et soutenir la croissance économique. Or, les recettes publiques tirées des industries extractives représentent des enjeux significatifs, souvent plus de la moitié des recettes totales des pays riches en pétrole et en gaz naturel et plus de 20% des recettes des pays miniers.

Dans ce cadre, les problématiques liées à la fiscalité des industries extractives sont une préoccupation majeure pour les pays, notamment du CREDAF, en vue d'optimiser la mobilisation des recettes publiques, dans un contexte de chute drastique des cours des matières premières. En particulier, la modernisation de l'administration de l'impôt devrait permettre une mobilisation des ressources de la fiscalité des industries extractives plus importante, dans le cadre d'un partenariat avec les administrations des mines et des douanes.

C'est pourquoi les travaux de notre groupe de travail revêtent une importance particulière pour les pays membres du CREDAF. La mission qui lui a été confiée est de produire un guide pratique, opérationnel, utilisable par tous les pays, quelle que soit leur expérience en la matière. Les enseignements tirés de la mise en commun des expériences des membres du groupe de travail et des réflexions conduites lors de ses réunions doivent permettre aux administrations qui le souhaiteront de s'en inspirer, dans le cadre notamment d'actions d'information, de sensibilisation ou de formation de leurs agents.

Le guide méthodologique est destiné, d'une part, à éclairer les membres du CREDAF sur les spécificités de la fiscalité des industries extractives et, d'autre part, à proposer aux administrations fiscales des pays en développement de bonnes pratiques en matière d'imposition des industries extractives.

Il a vocation à présenter les spécificités des industries minières et pétrolières (présentation du cycle minier et pétrolier), ainsi que le contexte économique dans lequel elles évoluent (présentation de l'évolution des cours des substances minérales). Il examine également la pertinence des mesures d'incitation fiscale ainsi que les modalités d'imposition de la rente minière ou pétrolière. Il se veut pratique, directement utilisable par les administrations, après des adaptations à la situation locale le cas échéant.

Pour sa réalisation, ce guide a bénéficié du précieux concours des experts désignés par les Administrations des pays membres, ainsi que de l'appui et de l'expertise de l'Ecole supérieure des Mines de Paris (Mines ParisTech), du Pôle Stratégies de développement et Finances publiques du Bureau régional du PNUD (Pôle de Dakar) et du Bureau de Recherches géologiques et minières (BRGM).

Introduction

La Conférence des Nations Unies sur le Commerce et le Développement (CNUCED) définit les industries extractives comme les activités primaires concernant l'extraction de ressources non renouvelables¹. Les industries extractives² comprennent l'extraction de produits minéraux présents à l'état naturel sous forme solide (houille et minerais), liquide (pétrole) ou gazeuse (gaz naturel). L'extraction peut se faire de différentes manières, notamment sous terre, en surface, par le creusement de puits ou par l'exploitation minière des fonds marins.

Le secteur des industries extractives occupe une place de choix dans les économies de nombreux pays en développement. Ainsi, l'Afrique présente un potentiel important dans la mesure où elle concentre environ 30 % des réserves minérales mondiales, 10 % du pétrole et 8 % du gaz naturel³. En outre, bien que les cours des matières premières, freinés par le ralentissement de la demande chinoise, aient baissé depuis 2012, ils sont revenus à un niveau comparable à celui de 2008. Ils restent néanmoins supérieurs aux cours de 2002, date à laquelle les cours ont commencé à croître considérablement.

De ce point de vue, la fiscalité des industries extractives est une question d'une grande importance pour une majorité de pays membres du Centre de Rencontres et d'Études des Dirigeants des Administrations Fiscales (CREDAF). En effet, les enjeux sont significatifs dans la mesure où les recettes publiques tirées des industries extractives représentent souvent plus de la moitié des recettes totales des pays riches en pétrole et en gaz naturel et plus de 20% des recettes des pays miniers⁴.

Les administrations fiscales des pays membres du CREDAF sont-elles suffisamment outillées pour faire face aux enjeux que représente le secteur des industries extractives pour leurs économies ? Cette question principale appelle les questions subsidiaires suivantes : les régimes fiscaux sont-ils adaptés aux spécificités du secteur ? Les administrations fiscales disposent-elles des capacités techniques et humaines nécessaires pour une prise en charge efficace des grandes compagnies internationales et des autres intervenants du secteur extractif ?

¹ CNUCED (2007), « *Rapport sur l'investissement dans le monde 2007 – Sociétés transnationales, industries extractives et développement* », New York et Genève, 2007, http://unctad.org/fr/Docs/wir2007_fr.pdf

² Le présent guide ne couvre que les activités industrielles. Il ne traite donc pas de la fiscalité applicable aux activités artisanales qui sont des activités exclusivement minières (et non pétrolières). Pour information, les mines artisanales sont en principe des exploitations à petite échelle économiquement exploitables qui ont fait l'objet d'une évaluation géologique sommaire. Elles ne sont normalement pas éligibles au même régime fiscal et douanier que les exploitations industrielles ou semi-industrielles. Elles ne bénéficient donc pas des avantages fiscaux et douaniers et des clauses de stabilité accordés aux mines industrielles ou semi-industrielles mais restent soumises au droit commun. L'absence de dispositif incitatif trouve sa justification dans la courte durée de vie de l'exploitation, le niveau peu élevé du montant des investissements requis et le faible volume des activités.

³ <http://www.banquemondiale.org/fr/topic/extractiveindustries/overview#1>

⁴ FMI (2012), Département des finances publiques, « *Régimes financiers des industries extractives : conception et application* », 15 août 2012, page 6, <https://www.imf.org/external/french/np/pp/2012/081512f.pdf>

Au vu de la contribution actuelle du secteur extractif au PIB et du niveau des recettes fiscales de nombreux pays dont le sous-sol regorge de richesses diverses, il semble que des progrès importants restent à faire. Les spécialistes des finances publiques qui travaillent sur la matière des industries extractives sont fréquemment confrontés à des problèmes qui requièrent une connaissance approfondie du secteur, de son économie, de sa gouvernance, de ses enjeux stratégiques et une idée précise de la richesse générée par les ressources naturelles.

C'est ainsi que de nombreux pays membres du CREDAF ont exprimé des besoins pour une plus grande maîtrise de leur fiscalité en matière minière et pétrolière, en vue d'améliorer la mobilisation des recettes.

En réponse à cela, le Bureau Exécutif du CREDAF a décidé, en juin 2015, de constituer un Groupe de Travail d'une dizaine d'experts dirigé par deux intervenants de haut niveau : Alain CHARLET, enseignant à l'Ecole supérieure des Mines de Paris et expert indépendant pour le Fonds Monétaire International, la Banque Mondiale, l'OCDE et la Commission Européenne et Soungalo KONE, Administrateur en chef des services financiers, Directeur des Vérifications Fiscales Nationales à la Direction générale des Impôts de la Côte d'Ivoire (ancien Sous-Directeur des Activités Pétrolières), en vue d'élaborer un guide sur la « *Fiscalité des industries extractives : Bonnes pratiques* ».

Le guide méthodologique issu de cette étude poursuit deux objectifs majeurs. Il s'agit, d'une part, d'éclairer les membres du CREDAF sur les particularités de la fiscalité des industries extractives et, d'autre part, de proposer aux administrations fiscales des pays en développement de bonnes pratiques en matière d'imposition des industries extractives.

Ce guide a été rédigé par Alain CHARLET, en particulier pour ce qui concerne le secteur minier, et par Soungalo KONE pour ce qui est relatif aux spécificités du secteur pétrolier. Ces derniers en sont les auteurs et remercient les pays membres du CREDAF pour leurs contributions.

Pour mieux répondre à ces préoccupations, le présent guide est articulé autour des trois points suivants :

- ✓ Les spécificités de l'industrie minière et pétrolière ;
- ✓ Le régime fiscal applicable aux industries extractives ;
- ✓ La lutte contre la planification fiscale abusive.

Note à l'usage des lecteurs :

Le présent Guide se réfère aux pratiques existant dans les pays membres du CREDAF.

Il les analyse avec un œil critique en vue de déterminer de bonnes pratiques.

Ce guide a vocation à donner une approche générale de la matière, même si la législation de certains de ces pays est parfois citée à titre d'illustration, en particulier dans les notes de bas de page.

I. Spécificités de l'industrie minière et pétrolière

L'industrie extractive est une industrie particulière fortement capitaliste dont il importe de bien saisir le modèle économique pour en comprendre les modalités d'imposition.

L'objet de cette première section est de donner aux non-spécialistes des éléments permettant d'appréhender l'évolution des cours des matières premières et les perspectives de développement de cette industrie (A) ainsi que l'évolution de l'industrie extractive (B).

Bien qu'il existe certaines différences entre l'exploitation minière et pétrolière (C), les industries extractives minières et pétrolières ont en commun un cycle de vie spécifique qui va de l'identification d'une cible géologique à l'épuisement d'un gisement (D). Ce cycle se caractérise durant les premières phases liées à la recherche et au développement de la mine ou du puits par de très importantes dépenses. Les premiers retours sur investissement n'interviennent qu'après plusieurs années durant la phase d'exploitation.

Ce cycle séquencé a également une influence sur le traitement juridique des permis, autorisations ou contrats (E).

A. L'évolution des cours des matières premières

Différentes courbes des prix de matières premières de janvier 2002 à janvier 2016 (*figures 1 à 3*) montrent des parallélismes qui s'expliquent par des événements macroéconomiques majeurs :

- boulimie de la Chine pour les matières premières, début 2004, provoquée par une croissance à deux chiffres, impliquant une forte demande et donc des tensions sur le marché et une envolée des prix qui culminent en août 2008 ;
- crise financière majeure dite des « *subprimes* » à l'automne 2008 : effondrement des marchés financiers entraînant une chute brutale des prix des matières premières ;
- redémarrage appuyé des cours du début 2009 à mi 2011, sur un « *trend* » porté essentiellement par la croissance chinoise, avec un pic pour le cuivre à 10 018 US\$/t le 10 février 2011 ;
- chute, depuis ce pic, provoquée par le ralentissement de la croissance chinoise (la croissance chinoise est tombée en 2015 à son plus bas niveau des 25 dernières années, à 6,9%).

Cette chute a été accentuée par un surinvestissement à l'échelle mondiale dans les projets miniers (pic en 2010) sur une évaluation prospective erronée des investisseurs qui estimaient la crise terminée en 2009 et anticipaient une reprise durable des cours des matières premières.

Ces investissements massifs ont amené sur le marché de nouvelles mines provoquant ainsi un surplus d'offre.

Même si, depuis, les investissements ont drastiquement baissé (- 22% en moyenne par année de 2010 à 2016), le maintien en production de mines déficitaires (moins coûteux sur le court terme qu'une fermeture suivie d'un redémarrage) obère une baisse de l'offre de matières premières, et donc un raffermissement des cours.

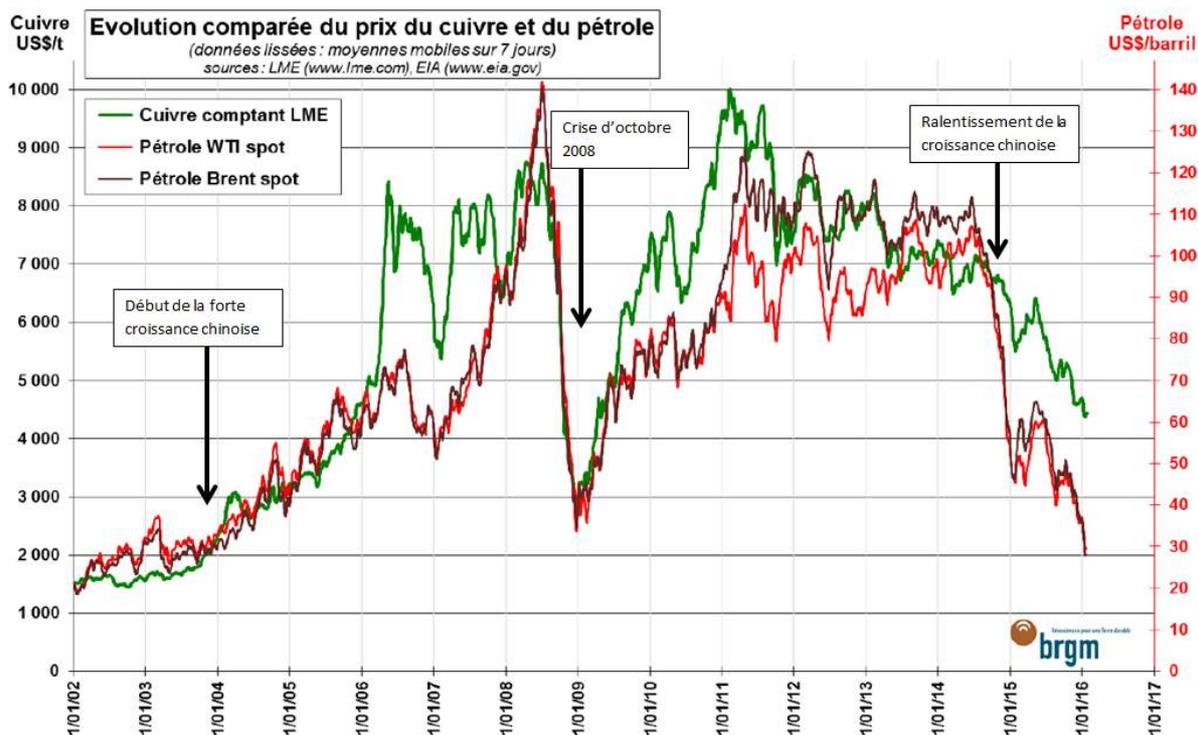


Figure 1 : évolution comparée du prix du cuivre(en US\$/t) et du pétrole(en US\$/baril) de janvier 2002 à janvier 2016

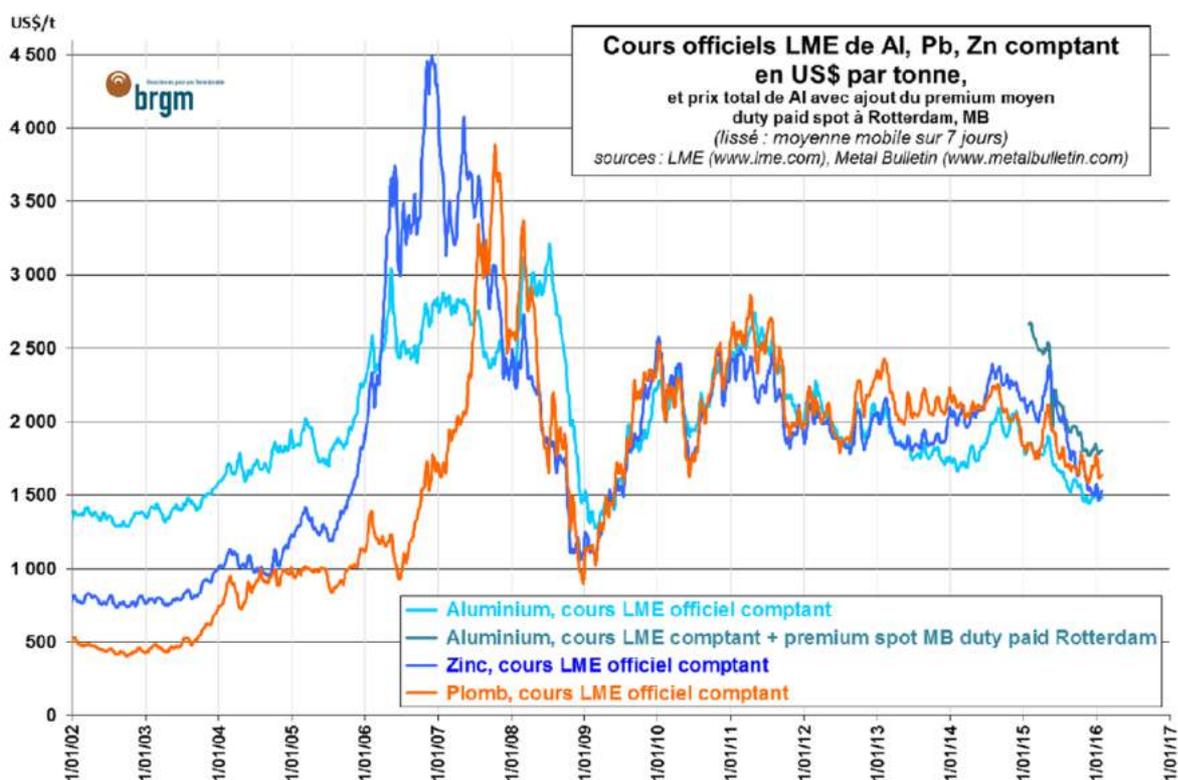


Figure 2 : évolution comparée des prix de l'aluminium, du plomb et du zinc(en US\$/t) de janvier 2002 à janvier 2016

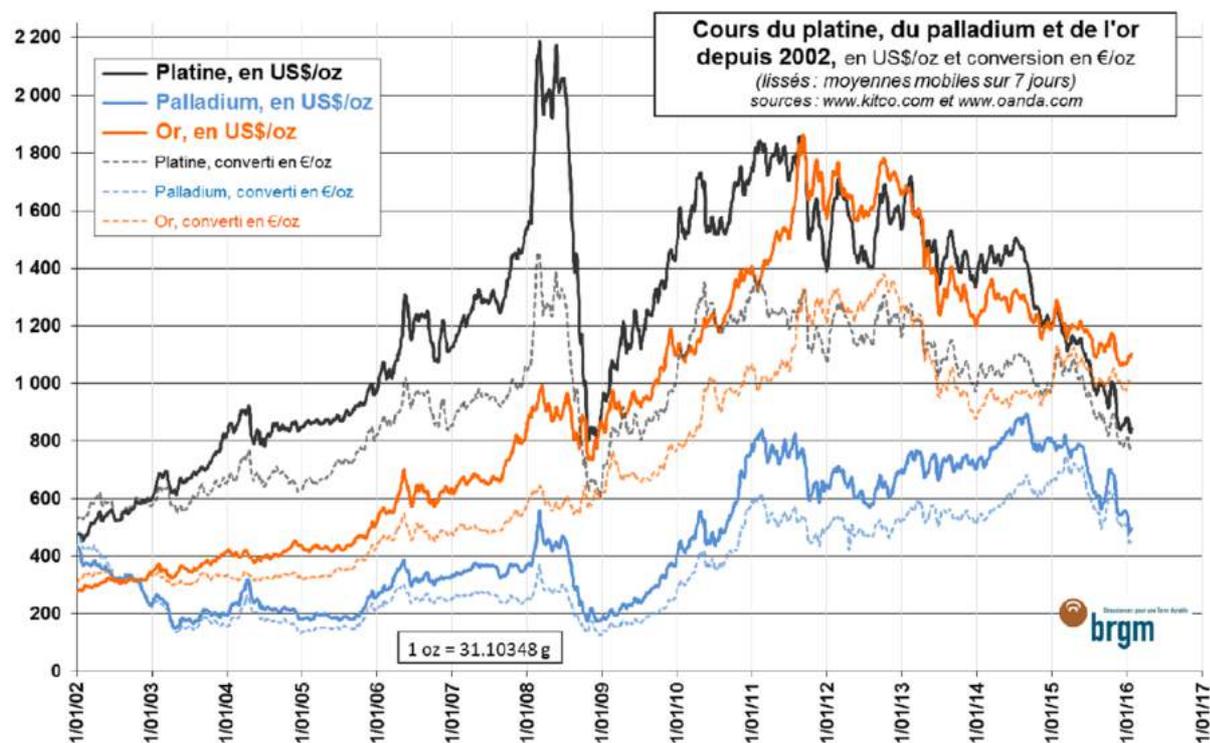


Figure 3 : évolution comparée des prix des métaux précieux (platine, palladium, or en US\$/oz) de janvier 2002 à janvier 2016

En prospective, le BRGM, associé au cabinet McKinsey, a présenté ses analyses le 9 juin 2016, au « *World Materials Forum* » qui s'est tenu à Nancy (France).

Ces analyses mettent en exergue différents points à l'horizon 2020 :

- la montée en puissance de l'économie indienne ;
- la conséquence de la réduction drastique des coûts d'exploration minière depuis 2012 qui amènera un déficit d'offre global de matières premières (les 15 dernières années ont vu des découvertes de gisements qui ne couvrent que les 2/3 des remplacements des réserves de minerais) ;
- une criticité contrastée suivant les substances : forte pour le cuivre et le zinc, moyenne pour le fer, l'aluminium, l'antimoine, moyenne à faible pour l'indium, le cobalt, le vanadium, faible pour le lithium, le nickel et le manganèse.

B. Une industrie en constante évolution⁵ :

Les industries minière et pétrolière sont des industries extractives de ressources minérales, non renouvelables à l'échelle du temps humain. Elles se caractérisent par une forte intensité capitalistique, due à un investissement élevé.

Ces industries comportent l'ensemble des activités très diversifiées visant à produire des ressources minérales. Les produits qui en dérivent sont indispensables au développement des sociétés modernes. Sans elles, des pans entiers de l'économie n'existeraient pas tels que la pétrochimie, l'aéronautique, l'agriculture, l'automobile, l'industrie de l'armement, les bâtiments et travaux publics, la chimie, l'éclairage, l'énergie (y compris les énergies renouvelables), l'espace, la santé, les technologies de l'information et de la communication, les transports ferroviaires, fluviaux et maritimes, etc.

Le bien-être humain dépend – entre autres – de cette industrie accompagnant le développement des civilisations depuis des millénaires. Quelques-unes de ces étapes majeures de développement sont des marqueurs de l'histoire humaine : âge de la pierre, âge du cuivre, âge du bronze, âge du fer.

Ce n'est cependant qu'à partir de la révolution industrielle européenne, et surtout du XX^{ème} siècle, que l'industrie minérale s'est fortement développée aussi bien quantitativement qu'en termes de diversité des produits demandés par les économies modernes (*Figure 4*). La *Figure 5* indique à titre d'exemple la diversité des éléments chimiques indispensables aux technologies du seul domaine de l'énergie.

⁵ Texte en partie repris du Tome 1 « *Industrie minérale et activité minière en France* » de la collection « *La mine en France* » disponible sur <http://www.mineralinfo.fr>

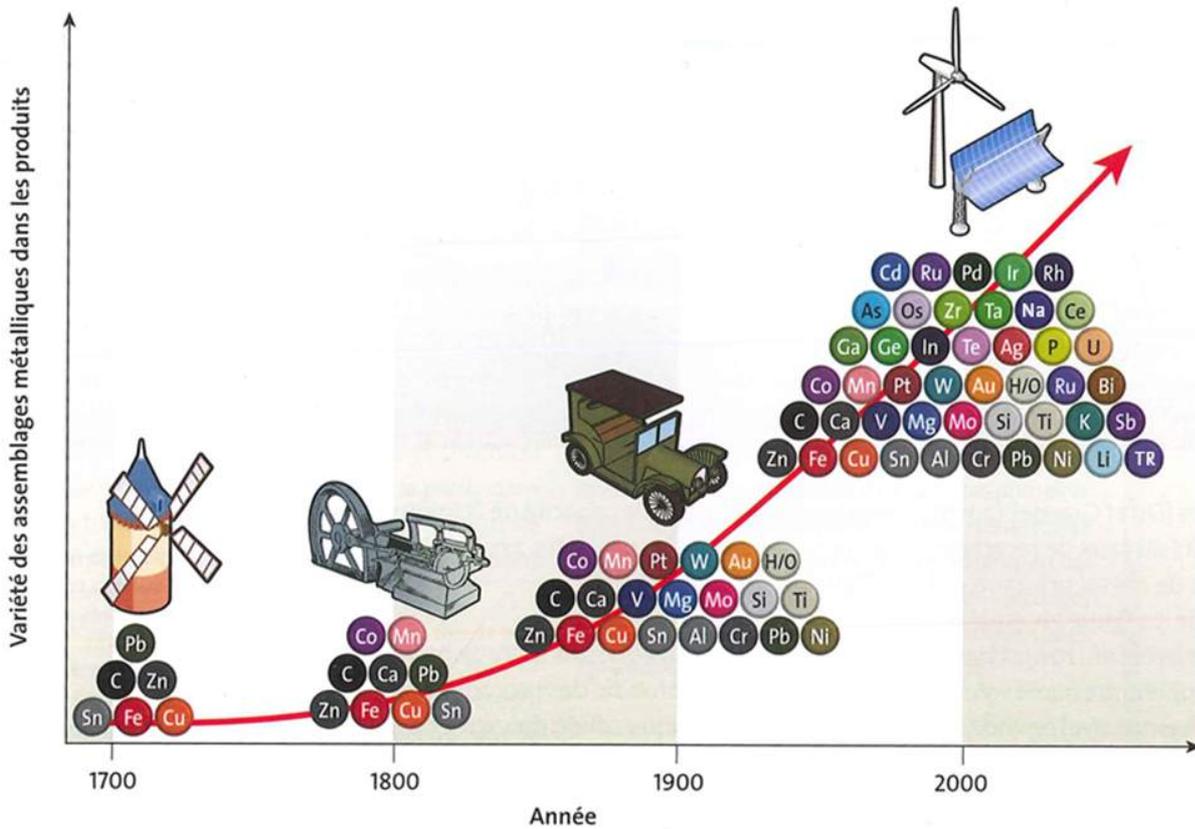


Figure 4 : Augmentation de la complexité des assemblages métalliques dans les produits génériques (d'après Van Schaik et Reuter, 2012).

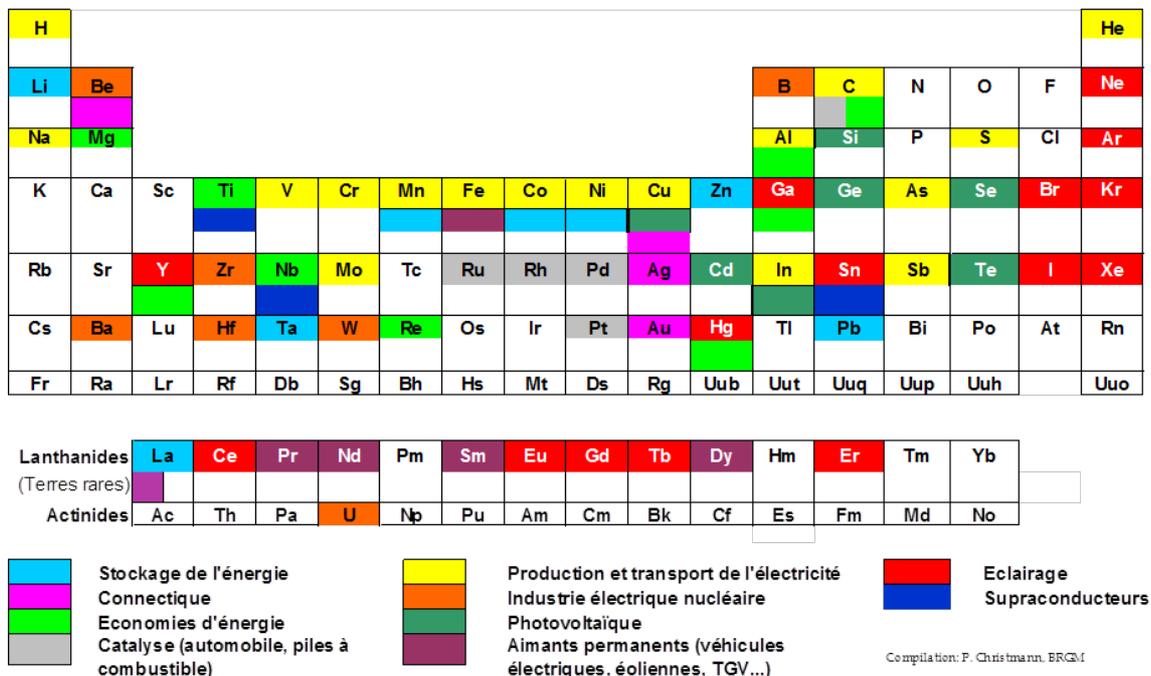


Figure 5 : Matières premières nécessaires au secteur de l'énergie provenant de l'industrie minérale (à l'exception des gaz : H, He, Ne, Ar, Kr et Xe) (Source : BRGM).

1. L'industrie minière

L'industrie minière, productrice de ressources dites « *primaires* », reste un élément fondamental de toute stratégie d'approvisionnement d'une économie nationale.

Le développement de l'économie circulaire (recyclage, substitutions des usages des métaux et minéraux rares, réutilisation de produits en fin de vie, réduction de l'intensité matérielle des produits et services) ne peut jouer qu'un rôle subsidiaire dans l'approvisionnement en ressources minérales bien qu'il s'agisse d'un objectif vital pour le développement durable de l'économie mondiale.

Cette industrie comporte usuellement plusieurs segments caractérisés par la nature des substances exploitées :

- **matériaux de construction** (sables, graviers, argiles, calcaire à ciment, pierres ornementales, enrochements, etc.) : l'exploitation se fait généralement à ciel ouvert sauf quelques exceptions ; le produit extrait est utilisé après un traitement simple (broyage, criblage, tamisage, lavage) ;
- **minéraux industriels** (minéraux réfractaires tels que l'andalousite, certaines qualités de bauxite et de chromite, la sillimanite, les phosphates, la potasse, le sel, la silice, le soufre, etc.) : l'exploitation est simple, généralement à ciel ouvert et le produit extrait est utilisé après un traitement simple (broyage, criblage, tamisage, lavage) accompagné éventuellement de traitements complémentaires visant à lui donner les spécifications physico-chimiques (granulométrie, pureté, etc.) requises par les utilisateurs finaux ;
- **minéraux métallifères** : il s'agit des minerais de l'ensemble des métaux et métalloïdes. Leur production et leur transformation en produits marchands (métaux à un degré de pureté précis, alliages et semi-produits) nécessitent des opérations complexes qui peuvent être géographiquement dissociées : exploitation minière à ciel ouvert ou souterraine, traitement physique et/ou chimique et/ou bactériologique du minerai pour produire un concentré (ou du métal), traitement métallurgique par divers procédés pour extraire le métal, raffinage en une ou plusieurs étapes pour produire un métal de pureté spécifique.

La plupart des codes miniers, notamment africains, qui régissent les activités d'exploration, de recherche, et d'exploitation de ces substances, les classent en deux catégories, les substances de mines et les substances de carrières, suivant l'évaluation de leur importance pour l'économie du pays considéré. La notion de mine ou de carrière repose donc sur un simple classement juridique des substances, que l'extraction se fasse à ciel ouvert ou en souterrain.

L'autre particularité, qui est partagée avec certaines substances de carrières, en particulier les minéraux industriels, est que la valorisation des substances de mine nécessite la proximité immédiate d'installations industrielles importantes. Selon les procédés, ces installations industrielles peuvent nécessiter des infrastructures (routes, énergie, etc.), être fortement consommatrices d'eau, produire des déchets (résidus) qu'il faudra stocker ou émettre des rejets réglementés dans l'eau ou dans l'air.

Le *Tableau 1* donne le classement des 10 premières compagnies minières mondiales, classées suivant la valeur de leur capitalisation boursière.

Nom de la compagnie	Pays	Rang 2014	Rang 2013
BHP Billiton Plc/BHP Billiton Limited	Royaume-Uni / Australie	1	1
Rio Tinto plc/Rio Tinto Limited	Royaume-Uni / Australie	2	2
China Shenhua Energy Company Limited	Chine	3	5
Glencore	Royaume-Uni	4	4
Vale S.A.	Brésil	5	3
Coal India Limited	Inde	6	8
Potash Corp. of Saskatchewan, Inc.	Canada	7	9
Anglo American	Royaume-Uni	8	7
Freeport-McMoRan Copper & Gold Inc.	USA	9	6
Grupo México S.A.B. de CV	Mexique	10	11

Tableau 1 : Top des 10 premières compagnies minières mondiales par la capitalisation boursière en 2014

2. L'industrie pétrolière

L'industrie pétrolière traite de tous les aspects de l'utilisation du pétrole, de la prospection et de l'exploitation du gisement, le transport et le raffinage du brut jusqu'à la mise à disposition des produits finis.

Le pétrole a été découvert dès l'antiquité, utilisé alors pour la cosmétique ou comme carburant de lampes à huile. Les premiers derricks sont forés dans la deuxième moitié du XIX^{ème} siècle pour produire un pétrole distillé en pétrole lampant pour l'éclairage, usage qui sera abandonné avec l'avènement de l'ampoule électrique à la fin du XIX^{ème} siècle. Le développement de l'industrie automobile au début du XX^{ème} consacrera son utilisation principale comme carburant.

C'est après la Seconde Guerre mondiale qu'il acquiert le statut de source dominante d'énergie, remplaçant progressivement le charbon, et de constituant irremplaçable de l'industrie pétrochimique, productrice des plastiques et de matières synthétiques variées.

L'augmentation de sa production a été exponentielle, passant de 3 millions de barils produits aux USA durant l'année 1862 à une production journalière mondiale de 88 millions de barils en 2014.

Nom de la compagnie	Pays	Production journalière de pétrole (millions de bep/jour)
Saudi Aramco	Arabie Saoudite	12
Gazprom	Russie	8,3
National Iranian Oil Company	Iran	6
Exxon Mobil	USA	4,7
Rosneft	Russie	4,7
PetroChina	Chine	4
BP	Royaume-Uni	3,7
Royal Dutch Shell	Pays-Bas/Royaume-Uni	3,7
Petroleos Mexicanos	Mexique	3,6
Kuwait Petroleum Company	Koweït	3,4

Tableau 2 : Top des 10 premières compagnies pétrolières mondiales par la production en 2014 (classement Forbes)

C. Les différences intrinsèques entre l'industrie minière et pétrolière

Les industries minière et pétrolière suivent un phasage similaire dans leur réalisation, de l'acquisition préliminaire de données à la fermeture des puits de pétrole ou de mines, en passant par les prospections stratégiques puis tactiques, l'étude de faisabilité des gisements mis en évidence et leur exploitation. Si les étapes ont les mêmes intitulés, elles peuvent différer grandement dans leur exécution (cf. *Tableau 3*).

En dehors de ces différences techniques, on relèvera également les différences majeures suivantes :

- les exploitations pétrolières sont exploitées en onshore et en offshore alors que les exploitations minières sont quasiment toutes sur terre ferme ;
- comme nous le verrons dans les développements de la *deuxième Section* consacrés au régime fiscal, le régime appliqué à l'industrie pétrolière et à l'industrie minière diffère en partie : si on retrouve des incitations fiscales et douanières de nature similaire et l'application, en principe, des impôts de droit commun en phase de production (notamment de l'impôt sur les bénéfices), en revanche, l'extraction des ressources est généralement imposée dans le cadre d'un partage de la production s'agissant du pétrole, et sous la forme de paiement de redevances s'agissant des minerais – même si, désormais, des codes plus récents mettent en place des régimes hybrides cumulant partage de production et redevances s'agissant du pétrole (voir notamment le Code Pétrolier du Gabon de 2014⁶).

Le premier point a des conséquences importantes : la localisation des puits d'extraction en off-shore induit une déconnexion de cette activité avec le quotidien du pays hôte, notamment une absence totale de compensations pour les collectivités locales. Elle réduit le risque pays et limite l'embauche du personnel local.

Comparaison des phases constitutives d'un projet pétrolier et minier

	Acquisition de données	Exploration				Etudes économiques et techniques	Développement	Exploitation Production	Remédiation
		Géophysique	Géochimie	Ouvrages miniers	Forages				
Industrie pétrolière	Synthèse des données géologiques et géophysiques	Sismique	Non	Non	Forages destructifs puis carottés lourds, très longs (plusieurs milliers de mètres). Utilisation systématique de géophysique dans le sondage	Oui - modélisation et cubage du gisement - optimisation des systèmes de récupérations primaire et secondaire	Mise en place de systèmes de récupérations primaire et secondaire	Pompage et évacuation du brut, sans traitement, par oléoducs ou tankers	En général, réglementation environnementale succincte pour l'on-shore, peu ou pas existante pour l'off-shore
Industrie minière	Synthèse des données géologiques, géophysiques, géochimiques, télédétection	Magnétisme, Electricité, Electromagnétique (suivant la substance recherchée)	Stratégique puis tactique (stream-sédiments, alluvionnaire, sols)(suivant la substance recherchée)	Tranchées, puits d'exploration, galeries	Destructifs (courts 100 m <) puis carottés (longs de 100 à 500 m, rarement plus). Rare utilisation de géophysique dans le sondage	Oui - Nombreux paramètres à maîtriser : modélisation et cubage du gisement - pilote de traitement du minerai - dimensionnement des infrastructures de la mine et d'évacuation du minerai	Construction de la mine, de l'usine de traitement et éventuellement des infrastructures de fourniture d'énergie et d'évacuation du concentré	Fonctionnement de la mine, de l'usine de traitement et des infrastructures d'évacuation du concentré par camions, et/ou bandes transporteuses, trains ou vracquiers	Incluse dans le projet, dès la conception de la mine, suivant la réglementation environnementale du pays

Tableau 3 : Comparaison des phases constitutives d'un projet pétrolier et minier

⁶ Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise).

D. Les différentes phases du cycle minier⁷

L'activité d'exploration minière vise à trouver et quantifier les concentrations de substances qui se prêteront à une exploitation économique. Les gisements sont constitués de concentrations anormales en substances utiles par rapport à leur distribution au niveau de la croûte terrestre. En fonction des substances recherchées, un gisement sera caractérisé par sa géométrie, son volume, la teneur de ou des éléments valorisants, les caractéristiques techniques/chimiques du matériau recherché, etc.

Un projet minier nécessite la prise en compte de nombreux paramètres techniques, économiques, environnementaux et sociaux. Sa mise en œuvre est réalisée par étapes successives (Figure 6).

À tout moment, le projet peut être abandonné faute d'avoir réuni toutes les conditions favorables, ce qui se traduit, alors, par une perte financière sèche pour l'opérateur minier. On estime que les chances de découverte d'un gisement remplissant simultanément les critères environnementaux, techniques et économiques sont inférieures à 5 %. Toutefois, les paramètres de la décision et les technologies (exploration, exploitation, traitement des minerais) évoluant dans le temps, il n'est pas rare de voir des opérateurs revenir sur d'anciennes zones prospectées depuis plusieurs années, voire décennies. C'est ce que l'on constate actuellement en France.

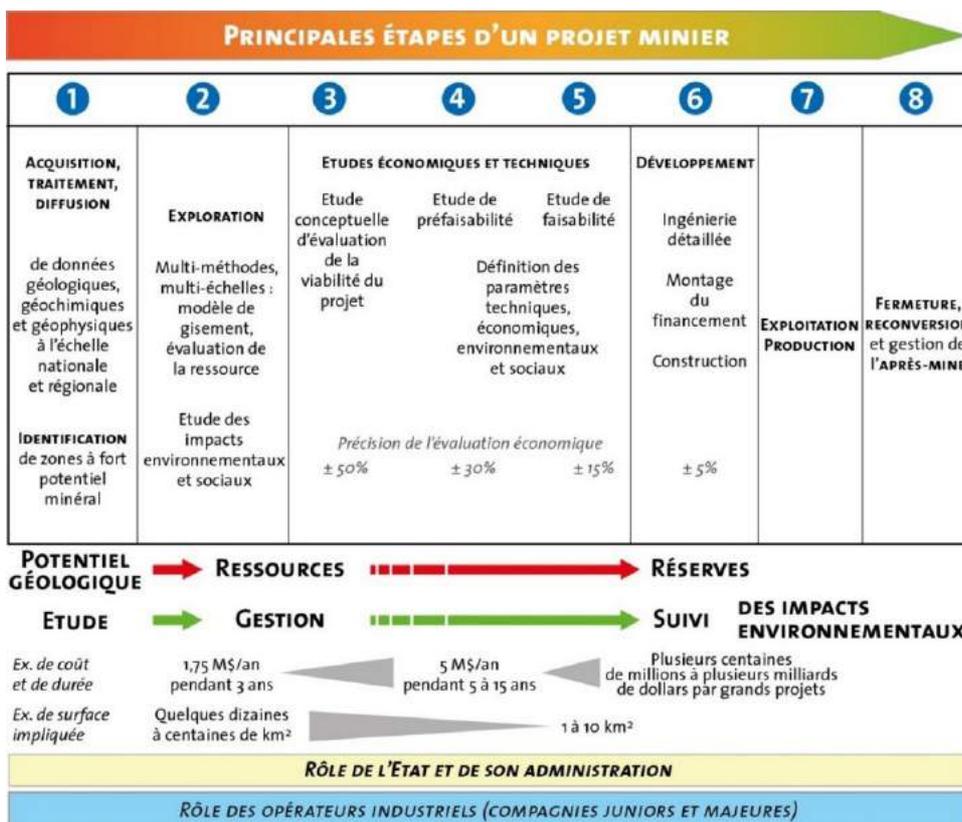


Figure 6 : Les principales étapes d'un projet minier. Les coûts, durées et surfaces pour chacune des étapes sont données à titre indicatif et peuvent fortement varier d'un projet à l'autre.

L'appréciation des conditions d'investissement et de fonctionnement de l'économie dans le pays concerné précède l'**étape 1**.

⁷ Texte en partie repris du Tome 3 « *Projet minier et parties-prenantes* » de la collection « *La mine en France* » disponible sur <http://www.mineralinfo.fr>

L'**étape 1** consiste à effectuer une appréciation du potentiel géologique, géochimique et géophysique à l'échelle régionale ou nationale. Cette étude permet de sélectionner une zone dans laquelle on estime pouvoir faire une découverte minière⁸.

Le choix de la zone repose sur l'étude des données existantes, acquises par exemple lors des inventaires nationaux⁹, sur la présence de travaux anciens ou sur un contexte géologique favorable par comparaison avec des contextes similaires où des gisements ont été découverts. Le recoupement de l'ensemble de ces informations permet de délimiter, à grande échelle, les zones les plus favorables où les chances de rencontrer un gisement sont les plus élevées.

Une fois la zone sélectionnée et après obtention d'un permis exclusif de recherche, l'**étape 2** (la phase d'exploration) peut réellement commencer. Durant cette phase, un ensemble de techniques d'exploration sera utilisé dans le but d'identifier des cibles dans la zone sélectionnée, puis de délimiter le gisement et d'estimer ses ressources présentes :

- dans un premier temps, les travaux d'exploration débutent généralement par une reconnaissance de grandes surfaces afin d'y détecter des indices de la présence d'un gisement¹⁰ ; l'objectif est de rapidement réduire la zone d'investigation pour concentrer les efforts d'exploration sur les zones les plus prometteuses ;
- dans un second temps, lorsqu'un gisement potentiel (cible) est identifié, différentes techniques d'investigation sont mises en œuvre afin d'en déterminer les caractéristiques en termes de dimensions, de tonnage, de concentration des éléments d'intérêt. Les données géologiques recueillies sont stockées et interprétées au fur et à mesure afin d'établir un modèle de gisement et sont couplées à des études économiques et techniques pour déterminer l'intérêt de son exploitation.

Ce n'est qu'à l'issue de l'ensemble de ces études que la décision sera prise de démarrer ou d'abandonner le projet¹¹.

Si l'intérêt minier est avéré, des études conceptuelles, de préfaisabilité et de faisabilité (**étapes 3 à 5**) permettront d'évaluer la validité du modèle géologique, de proposer un modèle d'exploitation (mine à ciel ouvert ou souterraine), un modèle de concentration du minerai (études minéralurgiques), un modèle d'extraction des substances utiles (études métallurgiques) et un modèle économique global. L'ensemble des résultats de ces études permet de conclure sur les possibilités techniques et économiques d'exploiter le gisement dans les conditions du marché espérées ou prévisibles pendant sa durée de vie.

⁸ Cette étude peut être réalisée sur des zones totalement vierges, ou bien au voisinage d'anciennes exploitations minières ou de zones dans lesquelles la présence d'indices minéralisés est connue.

⁹ L'un des rôles de l'État consiste à capitaliser les connaissances géologiques, dont celles concernant les ressources minérales, voire à en acquérir de nouvelles afin de promouvoir le potentiel de son territoire auprès des opérateurs miniers. Ces données constituent une aide précieuse pour sélectionner les zones potentiellement favorables à la présence de gisements. Elles sont à la disposition des opérateurs miniers.

¹⁰ Les moyens d'investigation utilisés (géologie de terrain, échantillonnages en surface ou par forages et tranchées) permettent de déceler au sein de cette surface initiale des anomalies de densité, de magnétisme, de radioactivité naturelle sur lesquelles se focaliseront les phases d'exploration suivantes.

¹¹ Dans de nombreux cas, les travaux d'exploration ne déboucheront pas sur une exploitation en raison de paramètres techniques (volume et/ou teneurs trop faibles, complexité de la géométrie de la structure minéralisée, profondeur trop importante, etc.), économiques (cours des métaux), sociétaux et/ou environnementaux.

Là encore, le projet peut être abandonné suite à des problèmes techniques, financiers (chute des cours des métaux par exemple, l'exploitation se révélant trop coûteuse par rapport au prix du métal considéré sur les marchés internationaux), d'infrastructures, environnementaux ou sociétaux¹². Selon les cas, il peut s'écouler plusieurs années, voire 10 ans ou plus, entre les premiers travaux d'exploration et l'ouverture d'une mine.

Si l'étude de faisabilité conclut à l'intérêt du gisement, le développement peut commencer (**étape 6**). L'opérateur devra convaincre des investisseurs afin de réunir les financements nécessaires, qu'il s'agisse de fonds propres ou de prêts, et convaincre l'Administration afin d'obtenir un titre d'exploitation et les autorisations de construction et d'exploitation. Les travaux miniers pourront ensuite être engagés. Ces travaux concernent à la fois l'accès à la ressource (mine à ciel ouvert ou galeries souterraines), les différents bâtiments qui abriteront les unités de préparation du minerai pour aboutir à la production d'un concentré, les infrastructures permettant l'acheminement du concentré produit vers d'autres unités de traitement et la production ou l'alimentation en énergie. Cette étape fait appel à différents corps de métiers et génère un flux important de personnel.

Les effectifs sont ensuite stabilisés pour la durée de l'exploitation (**étape 7**) qui varie en fonction de l'importance du gisement et des contraintes économiques. L'objectif de l'exploitation est de produire, à partir d'un minerai, un ou plusieurs concentrés marchands contenant la ou les substances utiles (Figure 7). Ce concentré est obtenu par des traitements dits minéralurgiques qui reposent sur le principe de la sélection des différents « grains » composant la roche, sans attaque chimique de leur composition. Le concentré est ensuite habituellement acheminé vers des centres de traitement métallurgique adaptés (pyrométallurgie, hydrométallurgie). Dans des cas plus rares, certaines de ces étapes d'extraction métallurgique peuvent être réalisées sur le site minier ou à proximité.

Certains gisements contiennent plusieurs éléments utiles. Ces éléments accompagnateurs de la phase minérale principale, présents en faibles teneurs dans les minerais (quelques dizaines à quelques centaines de grammes par tonne de minerai), nécessitent la mise en place de procédés de récupération spécifiques au stade de l'extraction minéralurgique ou métallurgique. Ils peuvent avoir une valeur économique bien supérieure à celle du métal principal. Ainsi, le prix d'un kilogramme de germanium avoisine le prix d'une tonne de zinc. Ces minéraux connexes participent à la rentabilité du projet minier.

Durant l'exploitation, des travaux d'exploration sont généralement poursuivis afin de valider les données acquises lors des étapes précédentes et, si possible, de trouver des ressources supplémentaires. L'exploitation peut ainsi donner lieu à la mise à jour de ressources qui n'avaient pas été trouvées ni prises en compte dans le projet initial, prolongeant la durée de vie du projet. En effet, les caractéristiques d'un gisement (sa teneur ou ses propriétés mécaniques par exemple) peuvent fortement varier latéralement et en fonction de la profondeur conduisant à une adaptation constante et régulière du schéma d'exploitation initial.

¹² Quel que soit le niveau de détail des études, ces résultats restent entachés d'incertitudes majeures : d'une part, le gisement n'est jamais connu à 100 %, le sous-sol n'étant accessible que par des sondages isolés qui représentent une proportion négligeable du volume souterrain ; d'autre part, les prix de vente des produits, mais aussi les prix d'intrants fondamentaux comme l'énergie, ne sont pas connus avec certitude pour la durée de vie du projet et peuvent varier dans des proportions considérables, bien au-delà des paramètres de l'inflation.

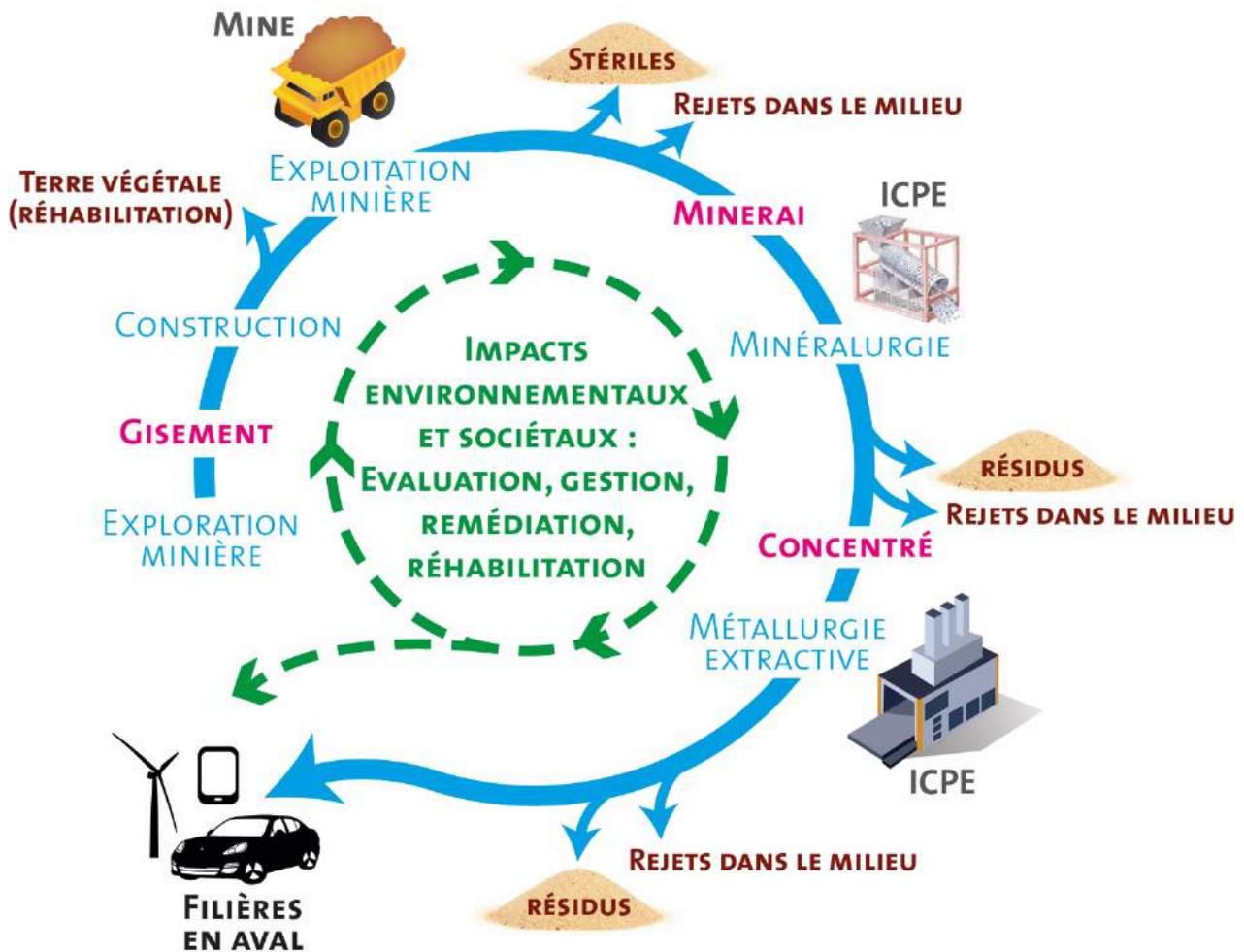


Figure 7 : Les différentes étapes de production d'un métal à partir d'un minerai.

Après épuisement du gisement, vient le temps de la fermeture, de la réhabilitation/reconversion du site, et de son suivi environnemental (**étape 8**). Cette phase de l'après-mine a donné lieu à plusieurs études dès les stades de pré faisabilité et de faisabilité (**étapes 3 à 5**) et à l'élaboration d'un plan de gestion post-exploitation, condition indispensable à l'obtention des autorisations d'exploiter.

Cette **étape 8** n'est pas forcément la dernière et de nouveaux travaux d'exploration pourront éventuellement être engagés plusieurs années après la fermeture de la mine. En effet, certains gisements ont, par le passé, été abandonnés après exploitation de certaines parties, en raison du coût d'approfondissement des travaux, de l'appauvrissement du gisement en profondeur ou latéralement, ou du cours des matières premières. De nouvelles techniques d'exploration, d'exploitation et de traitement des minerais peuvent permettre, à un moment donné, de lever ces obstacles et d'envisager la réouverture de certains gisements dont les ressources peuvent de nouveau présenter un intérêt économique. Des travaux d'exploration réalisés en France sur plusieurs gisements de tungstène ont par exemple été stoppés suite à la chute des cours de ce métal au début des années 1970.

C'est durant les **phases 6 et 7** (développement et exploitation) que d'importants volumes de déblais et résidus sont produits ; il convient de les gérer pour limiter l'impact du projet (Figure 7). La terre végétale, décapée lors de l'ouverture d'une mine à ciel ouvert pour accéder au gisement et pour la construction des différentes unités de traitement du minerai, doit être stockée pour pouvoir être réutilisée lors des travaux de réhabilitation du site. Les résidus produits au cours des différentes étapes de l'exploitation et du traitement du minerai doivent également être gérés en fonction de leur nature et de leur composition. En effet, les résidus minéralurgiques et métallurgiques contiennent fréquemment de faibles quantités de métaux sous forme de sulfures qu'il est nécessaire de stocker avec des règles et des dispositifs de gestion permettant d'éviter de générer des eaux acides toxiques pour l'environnement (phénomène du drainage minier acide). Des bassins de stockage de ces résidus sont souvent prévus et aménagés afin d'éviter les échanges avec l'extérieur. Dans d'autres cas, ces résidus peuvent être utilisés pour combler les galeries minières.

La gestion des matériaux générés par l'exploitation constitue un des enjeux majeurs des activités minières et de traitement des minerais. Elle fait l'objet d'un soin tout particulier lors des études préalables aux autorisations de travaux ou d'exploitation des usines de traitement des minerais. C'est particulièrement le cas des bassins de stockage de résidus miniers en raison, principalement, des surfaces qu'ils occupent et des risques de rupture des digues de retenue. Ces bassins, lorsqu'ils sont mal conçus, mal entretenus ou insuffisamment suivis, sont en effet à l'origine d'accidents dévastateurs pour l'environnement, l'agriculture, les biens et les personnes, comme malheureusement constaté récemment (5 novembre 2015) à Mariana, au sud-est du Brésil.

En résumé, un projet minier est une succession d'étapes jalonnées de prises de décision sur la poursuite ou non du projet en fonction de multiples critères comprenant la technique, les aspects économiques et socio-environnementaux, le financement et le cadre législatif et fiscal. Au cours de ces processus, le risque financier augmente pour les compagnies minières et leurs investisseurs. Les décisions sont contraintes par les processus d'instructions de titres miniers et les diverses autorisations nécessaires (installations classées, permis de construire, autorisation de défrichement, etc.) qui peuvent conduire également à l'arrêt du projet. La capacité de l'opérateur à donner de la visibilité sur les étapes successives et à prendre des engagements précis est faible au départ de l'exploration et augmente avec l'avancement du projet. De même, l'intensité des transformations du territoire apportées par le projet, qu'elles soient assorties d'impacts positifs ou négatifs, temporaires ou permanents, est de plus en plus importante.

E. Les considérations administratives et juridiques

Les activités minières et pétrolières prennent place dans un cadre juridique précis. Ce cadre est généralement différent pour les activités minières (où les permis sont en principe séquencés selon les phases d'activités) et pour les activités pétrolières où, dans la plupart des cas, un dispositif juridique unique (le plus souvent un contrat de partage de production, ou plus rarement un contrat de concession) s'applique de la phase de recherche à l'exploitation.

1. Les titres miniers et les contrats pétroliers

En matière minière, il existe généralement deux types de titres miniers : le permis de recherche et le permis d'exploitation. Ces titres sont en principe délivrés pour un type de substance minérale recherchée ou exploitée (hydrocarbure, substance minière ou de carrière)¹³. Les exploitations à caractère artisanal ou petites mines font normalement l'objet d'une autorisation (et non d'un permis), contrairement aux exploitations à caractère industriel ou semi-industriel. Les droits attribués dans le cadre d'un permis sont plus étendus que ceux attribués dans le cadre d'une autorisation : la superficie couverte par une autorisation est plus petite et la profondeur du gisement est limitée.

Lorsque l'étude de faisabilité atteste d'importantes réserves prouvées dont le développement et l'exploitation nécessiterait de gros investissements, une concession minière est attribuée en lieu et place du permis d'exploitation. Ces concessions bénéficient parfois, par défaut, d'avantages fiscaux additionnels qui s'ajoutent à ceux de « *droit commun* » déjà prévus par le Code Minier ou Pétrolier (*voir la Section II ci-dessous*)¹⁴.

Les permis ou concessions peuvent, selon les codes et en principe sous réserve d'un certain niveau d'investissement, être assortis d'une convention minière. Ces conventions définissent les droits et obligations de l'État et de l'investisseur dans le cadre du projet minier. Elles sont souvent assorties d'un régime fiscal spécifique protégé par une clause de stabilité (*voir la Section II. F. pour une étude plus approfondie de ces conventions et la Section II. G. pour une discussion concernant les clauses de stabilité*).

En matière pétrolière, quelques codes adoptent un dispositif similaire au cadre minier sauf que l'expression « *contrat* » est utilisée en lieu et place de celle de « *permis* »¹⁵. Plus souvent, les codes pétroliers ne prévoient qu'un seul contrat en lieu et place des différents permis prévus en matière minière. Ce contrat couvre l'ensemble des phases du cycle minier¹⁶.

¹³ On distingue traditionnellement trois types de substances minérales : les hydrocarbures (liquides ou gazeux), les substances minières et les substances de carrières. Les substances minières sont le fer, les métaux non-ferreux (bauxite, cobalt, cuivre, étain, nickel, plomb, titane, zinc, etc.), les substances radioactives (telles que l'uranium, etc.), les métaux précieux (argent, or et platinoïdes), les pierres précieuses (diamants, émeraudes, rubis ou saphirs) et pierres fines ou autres pierres gemmes. Les substances de carrières incluent la tourbe, les matériaux de construction (marbre, etc.), les matières premières pour l'industrie céramique, les amendements, les sels gemmes, etc.

¹⁴ Par exemple, au Sénégal, l'article 64 du Code Minier de 2003 du Sénégal (Loi n° 2003-36 du 24 novembre 2003 portant Code Minier) mettait en place une exonération temporaire (jusqu'à 15 ans) d'impôt sur les sociétés pour les concessions minières (« *Pour les grands projets d'exploitation faisant l'objet de concession minière et nécessitant la mobilisation d'investissements lourds, la durée d'exonération, au moins égale à la période de remboursement des emprunts, ne pourra pas excéder quinze (15) ans à partir de la date de délivrance de la concession minière.*»), alors que le titulaire d'un titre minier d'exploitation était assujéti à l'impôt sur les sociétés dans les conditions de droit commun.

Cet article 64 a été abrogé par la Loi n°2012-32 du 31 décembre 2012 modifiant certaines dispositions relatives aux régimes fiscaux particuliers. Par ailleurs, le nouveau Code Minier de 2016 du Sénégal, récemment promulgué, n'a pas reconduit ce congé fiscal en matière d'impôt sur les sociétés pour les concessions minières (Loi n°2016-32 du 8 novembre 2016 portant Code minier).

¹⁵ Le Gabon dispose d'un dispositif hybride qui permet notamment à l'opérateur de signer un contrat de production et de partage de production, ou un contrat d'exploration et de partage de production (*voir notamment l'article 35 du Code des Hydrocarbures de 2014 du Gabon*). Ces contrats sont approuvés par décret du Président de la République pris sur proposition du Ministre chargé des hydrocarbures.

¹⁶ En Algérie, l'article 35 dispose que le contrat de recherche et d'exploitation de gisements de pétrole comprend une période de recherche de 7 ans et une période d'exploitation de 25 ans (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

Il existe trois principaux types de contrats pétroliers dans le monde :

- la concession : dans ce type de contrat, la compagnie pétrolière est propriétaire du pétrole dans le sous-sol ;
- le contrat de partage de production : la compagnie pétrolière devient propriétaire d'une partie du pétrole une fois qu'il est extrait ;
- le contrat de service : la compagnie pétrolière est rémunérée pour l'extraction du pétrole.

Le contrat de concession est surtout utilisé par les pays développés¹⁷. Toutefois, ce dernier est très peu usité dans les pays en développement qui sont membres du CREDAF. Ces pays lui préfèrent le contrat de partage de production car celui-ci – contrairement au contrat de concession – n'octroie pas à l'exploitant de droit de propriété sur les substances minérales.

Le contrat de partage de production est parfois soumis à appel d'offre¹⁸, parfois accordé de manière discrétionnaire¹⁹. En pratique, ce contrat est généralement signé entre l'Etat et plusieurs sociétés regroupées en un contrat d'association (« *joint-venture* ») représenté par l'une des compagnies qui a la qualité d'« *opérateur* »²⁰.

Le contrat de production peut être précédé d'une autorisation de prospection. L'autorisation de prospection est en principe délivrée pour une période courte (un à deux ans renouvelable)²¹. Il s'agit d'une sorte de pré-recherche qui se distingue de la recherche proprement dite car elle ne fait normalement pas appel à du forage de puits mais plutôt à l'utilisation de méthodes géologiques et géophysiques (par exemple, les forages stratigraphiques, c'est-à-dire le carottage).

Voir l'article 15 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996).

¹⁷ Selon Gilles Darmois, le « régime de la concession a été retenu dans l'ensemble des pays producteurs jusqu'à la création de l'OPEP. Aujourd'hui, la concession reste le mode de partage préconisé dans la totalité des pays de l'OCDE, mais aussi en Algérie, en Russie ou pour certains champs du Venezuela » ; Gilles Darmois (2013), « *Le partage de la rente pétrolière – État des lieux et bonnes pratiques* », Éditions Technip, Paris, 2013.

¹⁸ En Algérie, l'article 32 du Code des Hydrocarbures de 2005 dispose que : « *Le contrat de recherche et d'exploitation et le contrat d'exploitation sont conclus suite à un appel à la concurrence conformément aux procédures établies par voie réglementaire.* » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

Au Gabon, selon l'article 30 du Code des Hydrocarbures de 2014, « *L'accès au domaine pétrolier s'opère au moyen d'appels d'offres ou de consultation directe* ».

¹⁹ En Côte d'Ivoire, l'article 7 du Code Pétrolier de 1996 prévoit que : « *Le gouvernement juge discrétionnairement des demandes ou offres de contrats pétroliers et d'autorisations* ».

²⁰ Voir l'article 5 du Code Pétrolier de 2005 de l'Algérie précité, l'article 8 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire, l'article 5 du Code des Hydrocarbures de 2014 du Gabon et l'article 98 du Code Pétrolier de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

²¹ En Algérie, l'article 20 du Code Pétrolier de 2005 dispose notamment que : « *L'autorisation de prospection est délivrée, selon les procédures et conditions définies par voie réglementaire, pour une durée de deux années, renouvelable une seule fois pour une durée maximale de deux années.* » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

En Côte d'Ivoire, l'article 11 du Code Pétrolier de 1996 dispose que : « *L'autorisation de reconnaissance est accordée pour une durée d'un an au plus et peut être renouvelée une seule fois pour une durée d'un an au plus. Elle ne constitue pas un titre minier et n'est ni cessible, ni transmissible.* ».

L'autorisation de prospection peut être assortie, soit d'un droit de préférence²², soit d'une exclusivité de durée limitée pour conclure un contrat de partage sur tout ou partie du périmètre²³.

Il faut relever qu'il n'existe pas, en matière pétrolière, d'exploitations à caractère artisanal compte tenu du caractère intensément capitalistique de ce secteur.

2. L'attribution des titres miniers et des contrats pétroliers

Dans la plupart des codes miniers, les permis d'exploitation ne peuvent être attribués qu'à une société de droit national (les autorisations sont en principe réservées aux citoyens du pays concerné). Cela a pour effet d'obliger les sociétés minières étrangères à se constituer en société locale. Cette obligation s'explique également par l'attribution de titres de participation gratuits à l'Etat dans la société ainsi constituée (*voir la Section II ci-dessous*).

En revanche, en matière pétrolière, les codes exigent généralement que le titre soit attribué à une société mais n'imposent pas que cette dernière soit locale (bien qu'il y ait des exceptions²⁴). Ils requièrent en principe que cette société dispose d'un établissement stable dans le pays²⁵.

²² En Algérie, l'article 20 du Code Pétrolier de 2005 dispose notamment que : « *Dans le cas où un périmètre ayant fait l'objet d'une autorisation de prospection est mis en appel à la concurrence pour la conclusion d'un contrat de recherche et d'exploitation d'hydrocarbures, les personnes ayant réalisé ou réalisant des travaux de prospection sur ce périmètre disposent d'un droit de préférence à la condition que ces personnes s'alignent, séance tenante, sur la meilleure offre obtenue pour ledit périmètre sous réserve de leur participation audit appel à la concurrence.* » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

²³ En Côte d'Ivoire, l'article 12 du Code Pétrolier de 1996 dispose que : « *L'Etat peut à tout moment conclure un contrat pétrolier sur tout ou partie du périmètre objet d'une autorisation de reconnaissance, laquelle devient caduque de plein droit pour la surface concernée, sans que ceci ouvre à son titulaire le droit à aucune indemnité. Toutefois, si des circonstances exceptionnelles le justifient, notamment pour les zones marines profondes, l'autorisation de reconnaissance peut prévoir, pendant sa durée de validité, en faveur de son titulaire, soit un droit de préférence, à conditions équivalentes, en cas de conclusion éventuelle d'un contrat pétrolier sur tout ou partie du même périmètre, soit une exclusivité de durée limitée pour conclure un contrat pétrolier sur tout ou partie du périmètre.* »

²⁴ Au Gabon, l'article 109 du Code des Hydrocarbures de 2014 dispose notamment que : « *L'autorisation exclusive de développement et d'exploitation ne peut être délivrée qu'à une personne morale de droit gabonais, titulaire d'un compte de règlement* ».

Le compte de règlement est défini à l'article 5 comme « *le compte bancaire ouvert au nom du Contracteur en Francs CFA, en Euro ou en Dollar des États-Unis d'Amérique, dans les livres d'un établissement de crédit installé au Gabon et agréé par la Commission Bancaire de l'Afrique Centrale et servant au règlement de ses opérations avec ses fournisseurs et prestataires de service, à la domiciliation du produit de ses ventes, au rapatriement de ses recettes d'exportation et à l'exportation des revenus et dividendes versés aux actionnaires* ».

²⁵ En Algérie, l'article 6 du Code Pétrolier de 2005 dispose notamment que : « *Toute personne établie en Algérie ou y disposant d'une succursale, ou organisée sous toute autre forme lui permettant d'être sujet fiscal, peut exercer une ou plusieurs desdites activités sous réserve du respect des dispositions de la présente loi, du Code de commerce, ainsi que de toutes autres dispositions législatives ou réglementaires en vigueur.* » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

L'article 8 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire dispose que : « *Un contrat pétrolier et les autorisations et, s'il y a lieu, les titres miniers d'hydrocarbures en dérivant, ainsi qu'une autorisation de reconnaissance, ne peuvent être attribués qu'à une société commerciale ou, conjointement, à plusieurs sociétés commerciales, de droit ivoirien ou étranger. Ces sociétés, lorsqu'elles sont de droit étranger, doivent justifier pendant toute la durée du contrat pétrolier d'un établissement stable en République de Côte d'Ivoire inscrit au registre du commerce, qui peut être une société de droit ivoirien ou une succursale.* »

L'exigence de la constitution d'une société locale se justifie moins dans la mesure où les investisseurs ont l'obligation de s'associer avec la société nationale des hydrocarbures dans le cadre d'une « *joint-venture* ». La société nationale bénéficie en principe d'une participation gratuite dans cette « *joint-venture* »²⁶.

3. Les droits conférés par les titres miniers et les contrats pétroliers

Un permis de recherche confère généralement à son titulaire un droit exclusif de recherche du type de la substance minière²⁷ pour lequel le permis est délivré, dans les limites de son périmètre et sans limitation de profondeur²⁸. Le caractère cessible ou non du permis de recherche varie selon les législations. S'il n'est pas cessible, aucune plus-value ne peut être constatée évidemment (*voir la Section III ci-dessous concernant les enjeux relatifs aux plus-values sur cessions de titres*)²⁹.

²⁶ Cette participation gratuite est fixée par exemple à 20% au Gabon : voir les articles 60 et 82 du Code des Hydrocarbures du Gabon (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise).

En Tunisie, le pourcentage de participation de la société nationale des hydrocarbures (ETAP) est fixé par le contrat pétrolier : voir les articles 91 du Code des Hydrocarbures de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

²⁷ La catégorisation par groupe de substances permet d'éviter de geler des superficies importantes pour l'exploration.

²⁸ Au Burkina Faso, l'article 35 du Code Minier de 2015 dispose que la superficie maximale pour laquelle le permis de recherche est accordé est de 250 km² (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

En Guinée, les articles 19 et suivants du Code Minier de 2013 disposent que la superficie du permis de recherche ne peut excéder 500 km² pour les permis de recherche industrielle visant la bauxite et le fer, 100 km² pour les permis de recherche visant l'exploitation industrielle des autres substances et 16 km² pour les permis de recherche visant l'exploitation semi-industrielle de ces substances (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En Mauritanie, l'article 20 du Code minier de 2008 dispose que la surface d'un permis de recherche ne peut être supérieure à 500 km² (ou 3 000 km² dans le cas spécifique du permis de recherche de diamants). Voir la Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes.

En Haïti, le permis de recherche minier ne peut pas dépasser 50 km² et le permis de recherche d'hydrocarbures ne peut pas dépasser 500 km² (articles 37 et 48 du Décret encourageant la prospection minière sur toute l'étendue du territoire de la République et adaptant les structures juridiques existantes aux réalités de l'industrie minière – Moniteur no. 19 du 8 mars 1976).

En RDC, l'article 53 du Code Minier de 2002 dispose que la superficie du périmètre faisant l'objet du permis de recherche ne peut excéder 400 km² (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

²⁹ Au Burkina Faso, l'article 106 du Code Minier de 2015 dispose que les droits et obligations liés aux titres miniers sont cessibles et transmissibles (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

En Guinée, l'article 29 du Code Minier de 2013 dispose que le permis de recherche n'est pas cessible (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En Haïti, les permis de recherche miniers ou d'hydrocarbures ne sont ni cessibles, ni transmissibles (articles 37 et 48 du Décret encourageant la prospection minière sur toute l'étendue du territoire de la République et adaptant les structures juridiques existantes aux réalités de l'industrie minière – Moniteur no. 19 du 8 mars 1976).

En revanche, en Mauritanie, l'article 17 du Code Minier de 2008 dispose que tous les titres miniers, y compris les permis de recherche, sont cessibles (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

En RDC, l'article 51 du Code Minier de 2002 précise également que le permis de recherche est un droit réel cessible (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

Le permis d'exploitation est en revanche généralement cessible³⁰. Il est en principe accordé de droit au titulaire du permis de recherche qui en fait la demande. La société qui a trouvé un gisement sur la superficie de son permis de recherche doit solliciter un permis d'exploitation pour avoir l'autorisation d'exploiter le gisement trouvé. D'un point de vue juridique, le permis d'exploitation recouvre les phases de développement et d'exploitation de la mine.

En matière pétrolière, lorsque les codes prévoient deux contrats distincts d'exploration et de production (*voir la Sous-Section I.E.1. ci-dessus*), ces derniers attribuent des droits similaires à ceux octroyés par les permis de recherche et d'exploitation en matière minière³¹.

Lorsque, comme cela est plus souvent le cas, le contrat de partage de production couvre les deux phases de recherche et d'exploitation (*voir la Sous-Section I.E.1. ci-dessus*), les modalités sont différentes, même si la logique sous-jacente reste identique. Les droits et obligations tirés du contrat pétrolier sont en principe cessibles et transmissibles sous réserve d'une autorisation préalable³².

³⁰ En Guinée, l'article 28 du Code Minier précise que le permis d'exploitation est cessible (Loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée – non modifiée sur ce point par la Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013).

En Haïti, les permis d'exploitation ou de concession miniers et les concessions d'hydrocarbures sont cessibles et transmissibles, contrairement aux permis de recherche (articles 39, 41 et 50 du Décret encourageant la prospection minière sur toute l'étendue du territoire de la République et adaptant les structures juridiques existantes aux réalités de l'industrie minière – Moniteur no. 19 du 8 mars 1976).

En RDC, l'article 65 du Code Minier de 2002 dispose également que le permis d'exploitation est un droit réel cessible (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

³¹ L'article 43 du Code des Hydrocarbures de 2014 du Gabon dispose que « *Le contrat d'exploration définit les conditions dans lesquelles le contracteur s'engage à réaliser, à ses risques techniques et financiers exclusifs et pour le compte de l'État, des activités d'exploration d'hydrocarbures* » (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>). L'article 45 ajoute que : « *La découverte d'un gisement d'hydrocarbures confère au contracteur le droit de préférence sur la négociation du contrat de production et de partage de production pendant un délai d'un an.* ».

L'exploitation est réalisée dans le cadre du contrat de partage de production. L'article 58 précise que « *Le contrat de production et de partage de production définit les conditions dans lesquelles le contracteur s'engage à réaliser, à ses risques techniques et financiers exclusifs, pour le compte et au nom de l'État, des activités de développement et d'exploitation d'hydrocarbures et reçoit en contrepartie une rémunération sous forme d'attribution d'une part des hydrocarbures produits.* ».

³² En Côte d'Ivoire, l'article 38 du Code Pétrolier de 1996 dispose que : « *Les droits et obligations au titre d'un contrat pétrolier, ainsi que l'autorisation de recherche et les autorisations d'exploitation d'hydrocarbures dérivant du contrat, sont cessibles et transmissibles sous réserve de l'approbation préalable du gouvernement et dans les conditions prévues par la réglementation et le contrat applicable, lequel peut fixer des conditions particulières en cas de cession ou transfert à une société affiliée ou entre co-titulaires.* ».

En Algérie, l'article 31 du Code Pétrolier de 2005 dispose notamment que : « *Les personnes regroupées en « contractant » peuvent, individuellement ou conjointement, transférer tout ou partie de leurs droits et obligations dans le contrat entre elles ou à toute autre personne et ce dans le respect des dispositions du contrat.* ». Le troisième paragraphe précise que « *Ce transfert, pour être valable, doit être préalablement approuvé par l'Agence nationale pour la Valorisation des Ressources en Hydrocarbures (ALNAFT) et concrétisé par un avenant à ce contrat qui est approuvé conformément aux dispositions de l'article 30 ci-dessus.* » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

II. Quelle fiscalité pour les industries extractives ?

Dans la plupart des pays en développement qui sont membres du CREDAF, les phases de recherche et de développement des industries extractives sont, en principe, marquées par de larges exonérations de tous impôts, taxes et droits de douane (A). La phase d'exploitation se caractérise en principe par un retour relatif à une fiscalité de droit commun, même si de nombreux codes mettent en place des congés fiscaux ou des taux réduits. Ces exonérations sont censées faciliter les IDE (Investissements Directs Étrangers) et en particulier l'implantation des industries extractives. Toutefois, leur fondement peut prêter à discussion, surtout si l'on considère que des grands pays miniers comme le Canada n'en font pas ou peu usage.

En outre, le contrôle de ces dépenses fiscales peut s'avérer délicat (B). Il prend généralement la forme de listes minières ou pétrolières visant à encadrer les marchandises et équipements pouvant être importés en exonération de droits et taxes. Ces derniers doivent en principe être affectés exclusivement au projet minier et pétrolier. D'autres pays ont essayé également de mettre en place des barrières de déconsolidation (« *ring fencing* ») pour cloisonner les projets miniers ou pétroliers menés par une même société, et éviter des phénomènes d'optimisation fiscale consistant à utiliser des exonérations liées à une phase de recherche pour une autre mine qui serait en exploitation, ou consistant en une compensation entre deux champs pétroliers (en matière d'impôt sur les bénéfices ou de partage de production). La pratique semble indiquer que l'application de ces dispositifs n'est pas toujours effective et reste complexe.

Dans la question du partage de la rente entre l'investisseur et l'Etat (C), les redevances pour les mines, ou les contrats de partage de production pour les exploitations pétrolières, semblent être aujourd'hui les moyens de prélèvements les plus importants. Cela est dû en partie à l'exonération des autres impôts et taxes prévus par le droit commun ainsi qu'à la difficulté de contrôler l'assiette de l'impôt sur les bénéfices dans les pays en développement. Ces derniers ont d'ailleurs récemment développé des mécanismes ingénieux permettant d'appréhender une plus grande part de la rente minière en période de hausse des cours, notamment en indexant le taux des redevances minières en fonction de ces derniers. La question des redevances est essentielle pour les pays en développement car ils commencent à percevoir ces dernières dès que la mine rentre en phase de production alors même que cette dernière apure encore les déficits antérieurs constitués durant la période d'investissement. D'autres prélèvements spécifiques peuvent s'appliquer tels que les bonus de signature ou de production, les taxes sur les superprofits, les prises de participation gratuites, la remise à terme des infrastructures ou les prélèvements pour des fonds de soutien au développement local.

Lorsque la mine ou le puits ferme, se pose la question de la réhabilitation du site. Afin d'encourager cette dernière, certains codes ont mis en place un dispositif incitatif sous la forme d'une provision pour réhabilitation de gisement. D'autres, afin de sécuriser cette réhabilitation, font usage d'un fonds séquestre ou d'une fiducie. (D).

Un autre point sur lequel il convient d'être vigilant est la question du régime accordé aux substances de carrière, en particulier lorsqu'une passerelle permet de leur accorder les avantages prévus au Code Minier, ce qui peut être source d'abus (E).

Enfin l'étude ne serait pas complète si la pratique des conventions d'établissement ou contrats pétroliers n'était pas examinée (F). Ces instruments sont de véritables contrats entre l'investisseur et l'Etat en application desquels est appliquée une fiscalité à la carte. Elle aggrave, par conséquent, le phénomène des exonérations déjà prolifiques sous le code minier ou pétrolier. De surcroît, ces conventions et contrats sont en principe sacralisées par une clause de stabilisation (G) qui empêche toute évolution du régime fiscal et douanier pour de nombreuses années. Cette pratique spécifique aux pays en développement pose de graves difficultés en matière d'équité fiscale, de gestion de l'impôt et, évidemment, de pertes de recettes. De surcroît, il n'est pas certain qu'elle soit un prérequis pour attirer l'investisseur.

A. Est-ce que les incitations fiscales sont un facteur d'attractivité ?³³

La question de l'opportunité des exonérations fiscales et douanières destinées à faciliter l'investissement minier et pétrolier mérite d'être posée. Ces incitations sont en général fonction du cycle minier ou pétrolier dans les pays en développement du CREDAF (1). Elles sont souvent étendues aux tiers (2). Le passage à la phase d'exploitation devrait marquer un retour à la fiscalité de droit commun mais ce n'est pas toujours le cas (3).

1. Est-ce que ces incitations doivent être fonction du cycle minier ou pétrolier ?

Dans les pays en développement, les premières phases du cycle de vie de la mine sont généralement marquées par de larges exonérations de tous impôts, droits et taxes. Par exemple, aucun impôt minimum forfaitaire (IMF)³⁴ n'est en principe exigible. Cette exonération d'IMF est pertinente lorsque les États exigent un minimum de perception d'IMF même en période déficitaire³⁵.

³³ Cette partie est en partie reprise (à l'exception de la partie relative aux investissements passifs) du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements- formations/formations-postgrade>

³⁴ Les pays en développement ainsi que certains pays développés disposent généralement d'un IMF. Il s'agit normalement d'une sorte d'acompte de l'impôt sur les bénéfices qui prend la forme d'une taxe sur le chiffre d'affaires. Toutefois, puisque l'IMF ne peut en principe être inférieur à un montant défini par la loi, il est dû même par les sociétés déficitaires. Cela permet aux gouvernements qui ont des difficultés à contrôler l'assiette de l'impôt sur les bénéfices de s'assurer un minimum de perception.

³⁵ Au Burkina Faso, l'article 147 du Code Minier de 2015 exonère d'IMF les titulaires de permis de recherche (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

Pour la Mauritanie, voir les annexes 4 à 5 du Code Minier de 2008 précisant les cas d'exonération (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

Pour la Guinée, voir les articles 171 et 173 portant exonération de l'IMF du Code Minier de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En RDC, l'article 92 du Code des Impôts dispose que les personnes morales ou physiques dont les revenus imposables sont constitués, en tout ou en partie, de bénéfices ou de profits, sont assujetties à un impôt minimum fixé à 1/100 du chiffre d'affaires déclaré, lorsque les résultats sont déficitaires ou susceptibles de donner lieu à une imposition inférieure à ce montant. Le Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) a une approche originale qui consiste à lister les impôts et taxes dus dans le Code minier, et, ce faisant, à exonérer le titulaire du titre minier des autres impôts et taxes non listés. L'impôt minimum n'est pas visé par les articles 236 à 260 définissant le régime fiscal.

De surcroît, les sociétés extractives sont également exonérées de la patente³⁶. L'exonération semble se justifier en raison du montant de cet impôt qui pourrait être significatif. La patente est assise en partie sur la valeur locative des équipements et infrastructures d'une mine. Or, celle-ci est importante. Enfin, les sociétés bénéficient en phase de recherche et en phase de construction de très larges exonérations de TVA ainsi que d'exonérations de droits de douane, de régimes douaniers suspensifs ou d'un tarif préférentiel sur leurs importations³⁷. Cela s'explique par le fait que les sociétés minières doivent faire d'importantes acquisitions de matériel lourd, en particulier durant la phase de développement. Elles ne peuvent pas, le plus souvent, se procurer ce matériel sur le marché local.

Certains pays vont plus loin et exonèrent également de TVA certaines prestations de services, en particulier les prestations de services fournies par les sociétés de géo-services³⁸. D'une manière générale, l'exonération de TVA vise à ne pas décourager les investisseurs en leur faisant supporter un coût de TVA qui pourrait être non récupérable. En effet, les législations africaines ne reconnaissent pas toujours la qualité d'assujetti à une entreprise qui n'a pas encore commencé l'exploitation.

En outre, le droit d'obtenir un remboursement de crédit de TVA est souvent limité aux seuls assujettis exportateurs³⁹. Or, une société en phase de recherche et de développement n'exporte, en principe, aucun minerai.

³⁶ Au Burkina Faso, l'article 147 du Code Minier de 2015 exonère de patente les titulaires de permis de recherche (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

Pour la Guinée, voir les articles 171 et 173 du Code minier de la Guinée de 2013.

³⁷ En Guinée, les articles 171, 173 et 174 du Code Minier de 2013 exonèrent de TVA et admettent au régime d'admission temporaire les importations réalisées en phase de recherche et de construction.

Au Burkina Faso, les articles 147 et 149 du Code Minier de 2015 exonèrent les importations effectuées par le titulaire d'un permis de recherche de TVA et leur appliquent un taux réduit de droits de douane (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

Pour la Mauritanie, voir les annexes 1 et 2 du Code Minier de 2008 qui appliquent un taux réduit, exonèrent ou admettent en admission temporaire, les importations selon la catégorie de biens concernée (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes). Il faut noter que, depuis la dernière révision du Code Minier en date de 2014, les contractants, sous-traitants et fournisseurs dans le domaine minier sont désormais assujettis à la TVA conformément au droit commun. Auparavant, des exonérations de TVA s'appliquaient à l'importation, à l'exception de certains biens exclus du droit à déduction tels que les voitures de tourisme notamment.

Pour la RDC, voir l'article 232 du Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) qui dispose que les importations sont en principe soumises à un droit d'entrée au taux préférentiel de 2 % (3 % pour les produits pétroliers).

³⁸ Ainsi, les articles 147, 149 et 153 du Code Minier de 2015 du Burkina Faso exonèrent de la TVA les prestations de services fournies par les sociétés de géo-services et étendent à ces dernières les avantages douaniers attribués aux sociétés titulaires d'un titre minier en phase de recherche et de construction (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015). Ces sociétés doivent être titulaires d'un contrat exclusif avec la société minière.

³⁹ Pour une étude complète sur la question du traitement TVA et douanier des industries extractives en Afrique francophone et anglophone, voir : Charlet Alain (2015), « *The VAT and Customs Treatment of the Mining Industry in Sub-Saharan Africa* » dans *Tax Design Issues Worldwide* édité par Victor Thuronyi et Geerten M.M. Michielse, publié par Kluwer Law International, Series on International Taxation No.51, <https://lrus.wolterskluwer.com/store/products/tax-design-issues-worldwide-prod-9041156100/hardcover-item-1-9041156100>

En matière pétrolière, l'approche est un peu différente car les exonérations s'appliquent, en principe, durant toute la durée du contrat⁴⁰. Ces exonérations peuvent être très larges et porter sur l'ensemble des droits et taxes applicables, à l'exception –pour le contrat de concession– des redevances et de l'impôt sur les bénéfices (ou assimilé)⁴¹. Dans le cas du contrat de partage de production, le « *profit oil* » attribué à l'État en période de production peut être représentatif des redevances et de l'impôt sur les bénéfices (voir la Section II.C.2. ci-après). Toutefois, des codes pétroliers restreignent le champ de ces exonérations en les limitant, en principe, la TVA ainsi qu'aux droits et taxes à l'importation⁴².

Ces dispositifs exonératoires ou suspensifs, présents en matière minière comme pétrolière, semblent trouver leur justification dans le fait que la société en phase de recherche et de développement supporte essentiellement des coûts. Les codes cherchent à encourager l'exploration en allégeant de manière significative la charge fiscale de l'entrepreneur à un moment où il ne réalise encore aucun bénéfice.

L'intention est louable mais il ne faut peut-être pas exagérer son effet en matière d'attractivité. En effet, selon une enquête menée en 2011 par l'ONUDI auprès de 7 000 entreprises de 19 pays africains, les incitations fiscales se classaient en onzième position sur les douze facteurs motivant le choix d'un lieu d'investissement⁴³. Autrement dit, le secteur privé lui-même indique que les incitations fiscales sont un élément qui peut avoir une influence dans la décision d'investir mais admet que ce n'est pas le critère le plus important.

⁴⁰ En Algérie, l'article 89 du Code des Hydrocarbures de 2005 exonère les activités de recherche et d'exploitation de l'ensemble des droits et taxes, y compris de la TVA. Seuls s'appliquent essentiellement la taxe superficielle, la Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP), l'Impôt Complémentaire sur le Résultat (ICR), l'impôt foncier et l'impôt sur le bénéfice des sociétés (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

En Côte d'Ivoire, les articles 76 et 79 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996) exonèrent le titulaire du contrat pétrolier de tout impôt et taxe, ainsi que des droits à l'importation sur les marchandises et équipements nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières (y compris les pièces détachées).

⁴¹ Voir les articles 69 et 70 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996).

⁴² Par exemple, le Code des Hydrocarbures du Gabon de 2014 limite les exonérations à la TVA, aux droits de douanes (sur les marchandises et équipements destinés à la prospection et exploration pétrolière) et à l'IRCM (articles 235, 237 et 247 de la Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

En Tunisie, le Code des Hydrocarbures de 1999 limite les exonérations à la TVA sur les achats domestiques (article 100 du Code) et à la TVA et aux droits de douane à l'importation sur les marchandises et équipements destinés à la prospection, recherche, exploitation ou à la production d'électricité (article 116 du Code). Toutefois, la redevance de prestation douanière (RPD) et la redevance de traitement automatique de l'information restent dues à l'importation (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

⁴³ ONUDI (Organisation des Nations Unies pour le développement industriel) (2011), Enquête 2011 sur les investisseurs en Afrique, «*Africa Investor Report 2011: Towards Evidence-Based Investment Promotion Strategies*», https://www.unido.org/fileadmin/user_media/Publications/Pub_free/AIS_Report_A4.pdf

Voir aussi : OCDE (2013), «*Principes pour améliorer la transparence et la gouvernance des Incitations fiscales à l'investissement dans les pays en développement*», <https://www.oecd.org/fr/ctp/fiscalite-internationale/principes-pour-ameliorer-la-transparence-et-la-gouvernance-des-incitations-fiscales.pdf>

Il faut relever d'ailleurs que le Canada, qui est un grand pays minier, n'a pas créé de dispositif fiscal et douanier incitatif pour les industries extractives. D'une manière générale, les pays développés semblent avoir assez peu recours à une politique sectorielle incitative. Parmi les pays membres du CREDAF, il est intéressant de mentionner le cas de la RDC qui cherche à appliquer, en matière minière, un régime globalement commun –quoique préférentiel– à l'ensemble des phases du cycle minier⁴⁴.

En outre, il faut relever que d'autres dispositifs permettraient d'aboutir en partie à des résultats similaires sans grever le code d'exonérations. Ainsi les régimes douaniers suspensifs, en particulier celui de l'admission temporaire, permettent à un opérateur d'importer des équipements de manière temporaire dans un pays en vue d'une opération donnée⁴⁵. Ce régime –qui relève du droit commun douanier– permet de suspendre totalement ou partiellement les droits et taxes sur cet équipement sous réserve que ledit équipement soit réexporté dans un certain délai (généralement un an dans les Codes Douaniers, avec des possibilités de prorogation). La suspension totale (qui suspend également la TVA) s'applique en principe aux marchandises visées par la Convention d'Istanbul (le matériel de forage notamment) et la suspension partielle aux autres marchandises non visées⁴⁶. L'avantage d'un régime suspensif par rapport à une exonération est qu'elle permet de ne pas abandonner définitivement une recette fiscale ou douanière au cordon douanier. En effet, les droits et taxes deviennent immédiatement dus si les conditions pour bénéficier du régime ne sont plus remplies et que le bien est mis à la consommation.

Une option complémentaire de la précédente serait de supprimer les exonérations de TVA et d'accorder en contrepartie aux explorateurs la qualité d'assujetti ainsi que la possibilité d'introduire des remboursements de TVA (généralement réservée aux exportateurs). En effet, du point de vue de la politique fiscale, il est toujours préférable de ne pas renoncer à la collecte d'une recette, quitte à procéder à un remboursement dans un second temps. Toutefois, il est vrai que cette politique est conditionnée à l'existence d'une procédure de remboursement efficace (*voir ci-dessous la discussion dans la Section II.A.3.d) concernant les procédures de remboursement*).

⁴⁴ Parmi les pays membres du CREDAF, il est intéressant de relever le cas de la RDC qui retient une approche originale. Le Code Minier de 2002 (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002) est totalement autonome du Code Général des Impôts et liste, pour l'ensemble des phases d'activité, les impôts et taxes applicables (régime fiscal et douanier dit « *exhaustif* » – article 220).

En revanche, le régime fiscal est commun à l'ensemble des trois phases (sans exonérations spécifiques à chacune des phases du cycle minier). Le passage en phase d'exploitation est marqué essentiellement par un relèvement du taux des droits de douane applicables aux biens figurant sur la liste minière de 2 % à 5 % (à l'exception des carburants passibles d'un taux de 3 % quelle que soit la phase d'activité).

⁴⁵ Voir la Convention de Kyoto Révisée (CKR) entrée en vigueur le 3 février 2006 (Convention internationale pour la simplification et l'harmonisation des régimes douaniers) et en particulier son Annexe G relative à l'admission temporaire : http://www.wcoomd.org/~media/wco/public/fr/pdf/topics/facilitation/instruments-and-tools/conventions/kyoto-convention/revised-kyoto-convention_fr.pdf?la=fr

⁴⁶ La Convention d'Istanbul du 26 juin 1990 (Convention relative à l'admission temporaire), à laquelle renvoie l'Annexe G de la CKR, dispose que l'admission temporaire en suspension totale des droits et taxes à l'importation doit notamment être accordée aux marchandises considérées comme du « *Matériel professionnel* » visées à l'Annexe B.2 de cette convention (ainsi qu'à l'Appendice III de cette Annexe B.2.) : <http://www.wcoomd.org/fr/about-us/legal-instruments/~media/30484A3EB0074A5BB8A5A6F1D1C462B4.ashx>

2. Est-ce que ces incitations doivent être étendues aux tiers ?

Dans les pays en développement, ces incitations, déjà très larges, accordées au titulaire du titre minier ou pétrolier sont en outre souvent étendues aux sous-traitants et parfois aux sociétés affiliées (a). Il convient d'être particulièrement vigilant concernant cette politique car, si certains sous-traitants mènent des opérations absolument nécessaires au développement ou à l'exploitation de la mine ou du puits (le forage notamment), il ne faudrait pas que ces exonérations aient pour effet de faire sortir du filet fiscal un secteur entier de l'économie. D'autres dispositifs incitatifs peuvent avoir un effet intéressant en revanche, notamment lorsqu'ils encouragent l'investissement des tiers dans les sociétés juniors d'exploration à risque (b).

a) Aux sous-traitants et sociétés affiliées

Les codes miniers des pays africains membres du CREDAF accordent souvent des avantages douaniers et fiscaux aux sous-traitants, sous forme généralement de régimes suspensifs ou d'exonérations de droits et taxes à l'importation⁴⁷. Certains codes vont plus loin et accordent aux sous-traitants exactement les mêmes avantages que ceux du titulaire du titre minier⁴⁸. D'autres pays accordent ces avantages non seulement aux sous-traitants mais également aux sous-traitants de ces sous-traitants⁴⁹. D'autres les étendent aux sociétés affiliées⁵⁰.

⁴⁷ En phase de construction de la mine, l'article 158 du Code Minier de 2015 du Burkina Faso (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) étend à l'ensemble des sous-traitants de la société titulaire d'un permis d'exploitation l'exonération de droits de douane (à l'exception des prélèvements communautaires de l'UEMOA et de la CEDEAO).

⁴⁸ L'article 181 du Code Minier guinéen de 2013 étend à l'ensemble des sous-traitants dits directs le bénéfice des régimes fiscaux et douaniers accordés au titulaire du titre minier, sous réserve que ce sous-traitant constitue une liste minière et la fasse agréer (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

⁴⁹ En Mauritanie, le Code Minier de 2008 se caractérisait, jusqu'en 2014, par un régime particulier pour les contractants directs et les sous-traitants directs. Est défini, d'une part, comme un contractant direct celui qui réalise des opérations industrielles ou commerciales exclusivement au profit d'une société titulaire d'un titre minier et, d'autre part, comme un sous-traitant direct toute personne qui rend des prestations de services exclusivement au profit d'une société titulaire d'un titre minier ou de ses contractants directs (article 1 du Code Minier). Les contractants et sous-traitants directs bénéficiaient, jusqu'à la révision du Code Minier en 2014, des avantages du Code minier en matière de TVA (admission temporaire ou exonération sur les importations en phases de recherche, d'installation : art. 112 (5) ancien du Code Minier et tableau 2 de son annexe 2) et d'impôt sur les traitements et salaires (taux plafonné : art. 116 (1) ancien du Code Minier). Depuis avril 2014, les contractants et sous-traitants sont désormais soumis au droit commun tout comme le titulaire du titre minier : ils sont donc assujettis à la TVA dans les conditions de droit commun (nouvel article 110). Toutefois, les catégories de matériels ou équipements directement nécessaires à la bonne exécution des opérations minières peuvent toujours bénéficier du régime de l'admission temporaire (nouvel article 112). Le titulaire du titre minier, les contractants et sous-traitants sont également passibles de l'impôt sur les traitements et salaires au taux normal en vigueur (nouvel article 116). Voir la Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes.

⁵⁰ En RDC, les articles 219 et 223 du Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) disposent que les sociétés affiliées et les sous-traitants exerçant des activités minières (qui résultent de contrats conclus avec le titulaire du titre minier) bénéficient de l'ensemble du régime fiscal et douanier accordé au titulaire du titre minier. La définition de la société affiliée est assez large. Selon l'article 1, est une société affiliée « toute société qui détient directement ou indirectement plus de 50 % des droits de vote du titulaire ou celle dans laquelle des droits de vote sont détenus directement ou indirectement par le titulaire. Ce terme désigne également toutes les sociétés qui ont la caractéristique commune d'avoir plus de 50 % de leurs droits de vote détenus directement ou indirectement par une société qui détient ce pourcentage du titulaire, directement ou indirectement ».

En matière pétrolière, le régime est relativement similaire. Les sous-traitants directs exclusifs qui fournissent des biens ou services en relation avec les opérations pétrolières bénéficient généralement des mêmes exonérations que le titulaire du contrat pétrolier⁵¹. Dans certains codes pétroliers, ces exonérations bénéficient également aux sous-traitants indirects⁵².

L'exonération des sous-traitants semble justifiée par le fait que ces derniers effectuent des opérations nécessaires à l'exploitation de la mine ou du puits. Il s'agit par exemple de la location de matériel de forage, de la mise en place et la gestion d'une base de vie, etc.

Toutefois, l'extension de ces avantages aux sous-traitants peut faire courir le risque d'exonérer un secteur entier de l'économie. Cela est potentiellement encore plus préjudiciable pour les recettes publiques lorsque ces sous-traitants sont des sociétés locales et non des prestataires étrangers (puisque les prestations rendues par des prestataires étrangers ne sont, par exemple, pas nécessairement soumises à l'impôt sur les bénéfices dans le pays de réalisation de la prestation mais, en principe, au lieu d'établissement du prestataire, autrement dit à l'étranger – à moins que ce dernier ne dispose d'un établissement stable dans le pays concerné). Plusieurs codes prévoient que cette exonération ne vise que les sous-traitants exclusifs de la société extractive. Il ne semble pas que cette barrière soit très efficace car il n'est pas difficile, pour un groupe, de constituer une société *ad hoc* ayant pour objet de servir un client unique.

⁵¹ En Algérie, les exonérations prévues à l'article 89 du Code Pétrolier de 2005 s'appliquent à l'ensemble des activités de recherche et d'exploitation (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013). L'article 5 définit les activités de recherche comme « *L'ensemble des activités de prospection ainsi que les forages visant à mettre en évidence la présence d'hydrocarbures* » et l'exploitation comme « *Les travaux permettant l'extraction et le traitement des hydrocarbures, pour les rendre conformes aux spécifications de transport par canalisation et de commercialisation* ».

En Côte d'Ivoire, l'article 51 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996) dispose que : « *Pour les besoins des opérations qui leur sont confiées et dans cette limite, les sous-traitants ont les mêmes droits et obligations que le titulaire du contrat pétrolier. Les contrats de sous-traitance doivent être communiqués au gouvernement.* ». L'article 79 précise que les sous-traitants bénéficient, comme le titulaire, du contrat pétrolier de l'exonération de droits et taxes sur l'importation des marchandises et équipements nécessaires à la réalisation des opérations pétrolières.

Au Gabon, l'article 237 du Code Pétrolier de 2014 dispose que les tiers agissant au nom et pour le compte du contracteur et les sous-traitants bénéficient de la franchise de droits et taxes à l'importation accordée à ce dernier sur les marchandises et équipements destinés à la prospection et à l'exploration pétrolière et du taux réduit de 5% des droits et taxes sur l'importation des marchandises et équipements affectés à la production, au stockage, au traitement, au transport, à l'expédition et à la transformation des hydrocarbures de la zone d'exploitation (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

⁵² En Tunisie, le Code Pétrolier de 1999 a un champ particulièrement large car il couvre les sous-traitants directs et indirects. L'article 116 dispose que « *Le titulaire et tout contractant ou sous-contractant auquel il peut recourir, soit directement par contrat, soit indirectement par sous-contrat, sont autorisés à importer en franchise de droits de douane et de tous impôts, droits et taxes dus à l'importation des marchandises y compris la taxe sur la valeur ajoutée, à la seule exception de la redevance des prestations douanières et de la redevance de traitement automatique de l'information* » les équipements destinés à être utilisés pour les activités de prospection, de recherche, d'exploitation, ainsi que les véhicules automobiles de service. Ces avantages sont également étendus aux titulaires de concession de production d'électricité ainsi qu'à leurs sous-traitants directs et indirects (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

En matière de TVA en particulier, l'exonération d'un secteur d'activité dans son ensemble peut conduire à affecter dangereusement le paysage de la TVA dans le pays (en fragilisant le rôle formalisateur de la TVA) et contaminer le reste de l'économie.

Le rôle formalisateur de la TVA⁵³

La TVA joue un rôle important dans la formalisation de l'économie.

En premier lieu, les entreprises informelles payent la TVA sur leurs intrants mais n'ont pas le droit de la déduire (ne s'agissant pas d'assujettis).

En second lieu, le système de la TVA repose sur le mécanisme du paiement fractionné. Selon ce mécanisme, les assujettis doivent collecter la TVA sur les livraisons de biens et prestations de services qu'ils rendent et peuvent déduire la TVA sur leurs intrants. Ils ne reversent en TVA à payer que la différence entre la TVA qu'ils ont collectée et celle qu'ils peuvent déduire.

Toutefois, ce droit à déduction des assujettis est conditionné à un certain nombre de conditions : l'une d'elle est que les intrants soient utilisés pour les besoins d'opérations imposables (condition de fond), l'autre est que l'assujetti soit en possession de factures établies en bonne et due forme (condition de forme).

Le mécanisme du paiement fractionné et l'exigence de facture conforme incitent l'assujetti à requérir auprès de ses fournisseurs des factures établies en bonne et due forme. Il a tout intérêt à se voir facturer la TVA dans la mesure où il peut la déduire. Il a tout intérêt également à réaliser des opérations imposables car la TVA sur ses intrants n'est déductible que si ces derniers sont utilisés pour les besoins de ses opérations imposables.

L'effet incitatif de la TVA peut potentiellement se propager tout au long de la chaîne de production et entraîner à terme la formalisation des opérateurs du secteur informel sous la pression de leurs clients (qui refusent de « payer » sans TVA) ou de leurs fournisseurs (qui refusent de « facturer » sans TVA).

La TVA agit en ce sens comme un mécanisme d'autodiscipline fiscale.

De surcroît, la TVA peut également avoir un rôle formalisateur par rapport aux autres impôts. En effet, le fait que la TVA s'applique transaction par transaction, avec l'obligation de délivrance d'une facture en bonne et due forme, permet de faire passer l'ensemble des flux dans le « *filet fiscal* », ce qui génère des effets positifs sur le contrôle du chiffre d'affaire des entreprises (et par conséquent la détermination du bénéfice imposable).

En tout état de cause, rien ne semble justifier l'extension de ces exonérations aux sociétés affiliées, c'est-à-dire aux sociétés membres d'un même groupe.

⁵³ Charlet Alain (2015), « *The VAT and Customs Treatment of the Mining Industry in Sub-Saharan Africa* » dans *Tax Design Issues Worldwide* édité par Victor Thuronyi et Geerten M.M. Michielse, publié par Kluwer Law International, Series on International Taxation No.51.

En conclusion, il semble que la définition des sous-traitants devrait être suffisamment précise pour n'englober que certains sous-traitants exclusifs impliqués dans des opérations strictement minières ou pétrolières (par exemple, des activités de géo-services). Autrement dit, cette définition ne devrait pas, par exemple, inclure les transporteurs, les gestionnaires de bases de vie ou les sociétés de restauration. Les avantages accordés, le cas échéant, à ses sous-traitants devraient être limités à certains impôts et taxes (et, par exemple, ne pas inclure l'impôt sur les bénéfices).

b) Aux investisseurs passifs

Le Canada, contrairement aux pays en développement membres du CREDAF, n'a pas recours à des mesures massives d'exonération pour encourager l'industrie extractive. Ce sont généralement les règles de droit commun qui s'appliquent.

Toutefois, le Canada a mis en place un mécanisme original pour encourager la recherche. Les sociétés œuvrant dans le secteur des mines, du pétrole, du gaz, de l'énergie renouvelable et de l'économie d'énergie peuvent émettre des actions dites accréditives⁵⁴. Il s'agit d'actions ordinaires nouvellement émises mais qui permettent en outre à la société de « *renoncer à* » (transférer) ses frais en faveur des investisseurs. L'investisseur et la société doivent avoir conclu par écrit une convention d'émission d'actions accréditives.

Les frais admissibles sont les frais d'exploration, les frais de découverte et les coûts de forage d'exploration, les frais liés aux énergies renouvelables et aux économies d'énergie au Canada. Dans la terminologie fiscale canadienne, il s'agit des « *Frais d'Exploration au Canada* » (FEC) et des « *Frais d'Aménagement au Canada* » (FAC). Les dépenses courantes et les amortissements ne peuvent donc faire l'objet d'une « *renonciation* ».

Les particuliers, les fiducies et les sociétés peuvent investir dans des actions accréditives. Ils peuvent donc déduire les frais transférés (« *renoncés* » dans la terminologie canadienne) dans le cadre des actions accréditives dans leur déclaration. Les particuliers peuvent de surcroît bénéficier d'un « *crédit d'impôt non remboursable* » de 15% des dépenses admissibles.

Evidemment, la société qui a transféré (« *renoncé à* ») ses frais grâce à ses actions accréditives ne peut plus les déduire de son résultat. Toutefois, cela ne porte en principe pas préjudice à cette dernière dans la mesure où elle supporte essentiellement des coûts durant l'exploration. Elle est donc dans une situation non imposable.

Le mécanisme des actions accréditives est essentiellement destiné à encourager les sociétés juniors d'exploration qui ont souvent de la difficulté à réunir le capital nécessaire pour financer leurs activités d'exploration. Il semble qu'il rencontre un succès important au Canada (*pour davantage d'information, y compris les références aux textes applicables : voir la contribution du Canada en Annexe relative aux actions accréditives*). Il est toutefois utile de rappeler que ce dispositif requiert au préalable l'existence d'une place boursière.

⁵⁴ Voir le site de l'Agence du Revenu du Canada (<http://www.cra-arc.gc.ca/tx/bsnss/tpcs/fts-paa/menu-fra.html>) et la Loi de l'impôt sur le Revenu (<http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/i-3.3/>), notamment l'article 66.

3. Est-ce que la phase de production doit marquer un retour à une fiscalité de droit commun ?

Les dispositifs incitatifs dérogatoires du droit commun applicables durant les phases d'exploration et de construction de la mine ou du puits trouvent leur justification en raison de la nécessité d'importer des biens d'investissement à très forte valeur ajoutée sans retour immédiat sur investissement.

Lorsque la phase de production commence, la situation est différente. Cela suppose de pouvoir définir précisément le début de la phase de production afin de déterminer le moment où s'arrêtent les exonérations liées à la recherche et au développement (a).

En principe, plus rien ne devrait justifier, en phase de production, le maintien d'un régime fiscal et douanier préférentiel dans la mesure où les investissements les plus importants sont déjà réalisés. Toutefois, ce n'est pas toujours le cas en pratique (b). En matière pétrolière, en particulier, les avantages fiscaux et douaniers sont en principe accordés durant toute la durée du contrat pétrolier (*voir la Section II.A.1. ci-dessus*).

En outre, de nombreux codes –jusqu'à récemment également dans certains pays développés– prévoient des incitations à l'exploration en phase de production sous la forme d'une provision pour reconstitution de gisement qui vise à accroître la durée de la mine ou du puits (c).

La phase de production est également celle où, généralement, les entreprises précédemment exonérées de TVA sur leurs achats commencent à déposer des remboursements de crédits de TVA. La question de la gestion de ces remboursements peut être délicate à gérer (d).

a) *La définition de la date de la première production commerciale*

Bien que la pratique varie selon les pays du CREDAF, la phase d'exploitation commence généralement à la date de la première production commerciale⁵⁵ ou à la fin d'une période dite de « *rodage* »⁵⁶.

La définition précise de la date de première production peut être source de difficulté, notamment lorsqu'elle est sujette à interprétation. Par exemple, au Sénégal, la première production était définie dans le Code Minier de 2003 comme : « *la date à laquelle une mine atteint une période continue de production notifiée au Ministre chargé des mines ou la date de première expédition à des fins commerciales* »⁵⁷.

⁵⁵ Voir par exemple l'article 168 du Code minier de la Guinée de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En Haïti, un permis d'exploitation minier est automatiquement converti en concession minière à la date de production commerciale. La date de la production commerciale est définie comme la date à laquelle les installations minières atteignent une capacité de production exportable (article 40 du Décret encourageant la prospection minière sur toute l'étendue du territoire de la République et adaptant les structures juridiques existantes aux réalités de l'industrie minière – Moniteur no. 19 du 8 mars 1976).

⁵⁶ En Mauritanie, la phase dite de « *rodage* » est supposée commencer le 1^{er} jour du 2^{ème} mois qui suit la date où la production quotidienne a excédé 10 % de la production prévue dans l'étude de faisabilité : article 103 (2) du Code Minier de 2008 (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

⁵⁷ Code Minier de 2003 du Sénégal (Loi n° 2003-36 du 24 novembre 2003 portant Code Minier).

Pourtant, la définition de cette phase est absolument essentielle en matière minière puisqu'elle marque, en principe, un changement de régime fiscal avec un retour au moins partiel à une fiscalité de droit commun puisque la phase de développement de la mine ou du champ pétrolier, qui est la plus capitalistique, est terminée.

Toutefois, il convient de remarquer que cette définition présente une utilité moindre en matière pétrolière dans la mesure où les exonérations accordées par les codes pétroliers le sont généralement pour la durée du contrat pétrolier, indépendamment de la phase du cycle pétrolier.

En matière minière, certains pays du CREDAF ont recours à des critères objectifs pour essayer de définir le début de la phase de production. Ainsi, en Guinée⁵⁸, l'article 1 du Code Minier de 2013 définit la date de première production commerciale comme la première des deux dates suivantes :

- 1° la date à laquelle la mine atteint une période continue de 60 jours de production supérieure à 30% de sa capacité de production telle qu'établie dans l'étude de faisabilité ou le rapport de faisabilité ; ou
- 2° la date de la première expédition à des fins commerciales.

Le Sénégal vient d'adopter un dispositif similaire dans son tout nouveau Code Minier récemment promulgué le 8 novembre 2016⁵⁹. Toutefois, le pourcentage retenu pour définir la première des deux dates est de 70% de la capacité de production dans le nouveau Code sénégalais au lieu des 30% retenus dans le Code Minier guinéen de 2013. Le Sénégal indique que cette définition pourrait être plus favorable à l'opérateur puisqu'il était possible, sous l'empire de l'ancien code, d'atteindre une période de production continue sans parvenir à un seuil de production de 70% de la capacité de production. Il souligne toutefois que la définition d'un seuil objectif aura le mérite de préciser une notion autrefois difficile à définir.

Au Canada, il n'existe aucune définition légale de la date de début de production ou « *production en quantités commerciales raisonnables* » pour reprendre la terminologie canadienne. La pratique de l'Administration fiscale est de demander conseil à Ressources Naturelles Canada, au cas par cas, lorsque la détermination de cette date requiert des connaissances d'ingénierie ou de géologie. Ressources Naturelles Canada considère en général que cette date commence lorsque la mine atteint 60% de sa capacité prévue pendant 3 mois consécutifs⁶⁰. Toutefois, ce critère des 60% n'est valable que lorsque l'usine de traitement ne traite que le minerai de la mine. Dans le cas contraire, l'évaluation est plus complexe et prend en compte :

- 1° l'évolution de la quantité de minerai extraite,
- 2° l'évolution de la qualité du minerai et
- 3° l'évolution des stocks de minerai.

Autrement dit, on recherche si la quantité de minerai extraite est stable, si la teneur commerciale du minerai est stable et si les stocks sont stabilisés ou décroissent.

⁵⁸ Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée.

⁵⁹ Article 1 du Code Minier de 2016 du Sénégal (Loi n°2016-32 du 8 novembre 2016 portant Code minier).

⁶⁰ Voir les explications sur le Site de Ressources Naturelles Canada : <http://www.rncan.gc.ca/mines-materiaux/fiscalite/regime-imposition-industrie-miniere/8895>

Dans le cas des pays membres du CREDAF en développement, il semble que le recours à des critères objectifs pour définir le début de la phase de production –comme en Guinée– soit absolument essentiel.

b) Est-ce que la phase de production doit s'accompagner d'un congé fiscal ou d'une baisse des taux de droit commun ?

Plusieurs codes miniers accompagnent le début de la phase d'exploitation d'une phase de congé fiscal durant laquelle le titulaire du titre minier est généralement exonéré de l'impôt sur les bénéfices⁶¹. Parfois ce sont les taux de certains impôts qui sont réduits⁶². En outre, ces codes appliquent généralement, durant cette période, un taux réduit (quoique plus élevé que durant les deux phases précédentes) de droits de douane à l'importation⁶³.

En matière pétrolière, les codes des hydrocarbures sont particulièrement généreux : les exonérations sont, en principe, consenties pendant toute la durée du contrat pétrolier,

⁶¹ Ainsi, le code mauritanien distingue deux phases dans la période d'exploitation, une phase préliminaire dite de congé-fiscal et une phase dite normale. La phase de congé-fiscal prolonge pendant 3 ans, à compter du début de la phase de production, les exonérations de droits de douane, d'impôt sur les bénéfices et d'IMF accordées lors des phases précédentes : voir les articles 103 (2), 104, 113 et 115 ainsi que les annexes 1 et 4 du Code Minier de 2008 (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

Le nouveau Code Minier de 2013 de la Guinée octroie, pendant les trois premières années de la phase d'exploitation (qui court à compter de la date de première production), une exonération d'IMF et de contribution foncière (article 175).

Le Code minier de 2015 du Burkina Faso (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) accorde pendant 7 ans, à compter de la date de première production commerciale, une exonération d'IMF, de patente et de certaines contributions (article 162).

⁶² Le Code Minier du Burkina Faso de 2015 impose, pendant toute la durée de l'exploitation, la société minière à l'impôt sur le revenu des valeurs mobilières (IRVM) au taux réduit de moitié (article 160).

⁶³ Ainsi, au Burkina Faso, l'article 164 du Code Minier de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) dispose que les importations effectuées par le titulaire du titre minier sont uniquement passibles du taux prévu pour les biens de catégorie 1 de la nomenclature tarifaire de l'UEMOA, nonobstant leur catégorie d'appartenance. Ils sont donc passibles du taux cumulé de 7,5 %, composé de 5 % au titre des droits de douanes proprement dits, auxquels se rajoutent 2,5 % de prélèvements communautaires dont 1 % au titre de la redevance statistique (RS), 1 % au titre du prélèvement communautaire de solidarité (PCS) et 0,5 % au titre du prélèvement communautaire (PC). Ce taux est plus élevé que celui applicable durant les deux phases précédentes (2,5% au titre des prélèvements communautaires, en application de l'article 155). Les importations effectuées par le titulaire du titre minier sont uniquement passibles des prélèvements communautaires au taux cumulé de 2,5%.

En Guinée, les articles 178 et suivants du Code Minier de 2013 disposent que le titulaire du titre minier en phase d'exploitation est soumis aux droits de douanes au taux de droit commun à l'exception des biens figurant sur sa liste minière. Ces derniers sont passibles d'un taux préférentiel de 5 % pour les équipements de transformation et de 6,5 % pour les équipements d'extraction, auxquels se rajoute notamment le prélèvement communautaire (PC) de la CEDEAO.

En Mauritanie, en phase d'exploitation dite normale (hors congés fiscaux), un droit de douane unique de 5 % s'applique : Annexe I du Code Minier de 2008 (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

De même, en RDC, un taux préférentiel de 5 % s'applique sur les importations réalisées en phase d'exploitation sous réserve que les biens figurent sur la liste minière (article 232 du Code Minier de 2002 – Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

indépendamment des phases du cycle pétrolier (*voir la Section II.A.1. ci-dessus*). En outre, elles sont souvent étendues, pendant cette même période, aux sous-traitants directs et parfois indirects (*voir la Section II.A.2.a) ci-dessus*). Ces exonérations concernent en général les droits et taxes appliqués aux importations.

Pourtant, la phase de production devrait, en principe, se caractériser par un retour à une fiscalité de droit commun. En effet, les exonérations liées à la nécessité d'importer des biens d'équipements de très forte valeur, sans retour immédiat sur investissement en phase d'exploration ou de développement, ne se justifient plus dès lors que la mine ou le puits commence à dégager un chiffre d'affaires.

Il convient d'ailleurs de remarquer que les normes internationales en vigueur en matière douanière –en particulier la Convention de Kyoto Révisée de l'OMD⁶⁴ et la Convention d'Istanbul relative à l'admission temporaire en date du 26 juin 1990– recommandent expressément d'exclure du champ de l'admission temporaire en suspension totale « *le matériel [...] devant être utilisé [...], à moins qu'il ne s'agisse d'outillage à main, pour l'exploitation de ressources naturelles* »⁶⁵. Seul le matériel de prospection est autorisé en suspension temporaire mais non le matériel d'exploitation⁶⁶. Ceci est logique dans la mesure où le matériel d'exploration est par définition destiné à être réexporté en dehors du pays alors que le matériel d'exploitation est affecté à la mine et s'usera par l'usage qui en est fait. Par conséquent, le matériel d'exploitation ne devrait pouvoir être admis en admission temporaire qu'en suspension partielle des droits et taxes à l'importation⁶⁷. Autrement dit, il sera passible de la TVA à l'importation sous ce régime de l'admission temporaire en suspension partielle. En outre, les droits de douane à l'importation seront exigibles sur la base d'un pourcentage fonction de la période passée sous ce régime (le montant des droits ne peut pas dépasser toutefois le montant total des droits dus en cas de mise à la consommation).

En outre, certains codes miniers prévoient une possibilité d'« *extension* ». Il s'agit d'étendre le régime de faveur généralement octroyé durant les deux premières phases de recherche et de développement aux entreprises qui cherchent à prolonger la durée de vie initiale de la mine en agrandissant leur exploitation. Il faut, en principe, que les entreprises en fassent la demande. L'octroi de ce régime fiscal incitatif serait justifié par le fait qu'une nouvelle découverte sur le même périmètre ou un périmètre contigu nécessiterait des investissements additionnels.

⁶⁴ Convention de Kyoto Révisée, Annexe G, Pratique recommandée n°22 (Convention internationale pour la simplification et l'harmonisation des régimes douaniers entrée en vigueur le 3 février 2006, http://www.wcoomd.org/~media/wco/public/fr/pdf/topics/facilitation/instruments-and-tools/conventions/kyoto-convention/revised-kyoto-convention_fr.pdf?la=fr).

⁶⁵ Convention d'Istanbul relative à l'admission temporaire en date du 26 juin 1990, Annexe B.2. relative au matériel professionnel (Convention relative à l'admission temporaire, <http://www.wcoomd.org/fr/about-us/legal-instruments/~media/30484A3EB0074A5BB8A5A6F1D1C462B4.ashx>).

⁶⁶ Convention d'Istanbul relative à l'admission temporaire en date du 26 juin 1990, Appendice III « *Autre matériel* » de l'Annexe B.2 relative au matériel professionnel : est visé parmi la liste du matériel professionnel admis au régime de l'admission temporaire :
« *C. Matériel nécessaire aux experts chargés de relevés topographiques ou de travaux de prospection géophysique, tel que :*

- *instruments et appareils de mesure ;*
- *matériel de forage ;*
- *appareils de transmission et de communication. »*

⁶⁷ Convention de Kyoto Révisée, Annexe G, Pratique recommandée n°23.

En matière pétrolière, certains codes permettent expressément de renégocier le contrat pétrolier en cours d'exécution⁶⁸. En outre, les contrats pétroliers étant en principe assortis d'une clause de stabilité économique, cette dernière peut permettre de renégocier le contrat en cas de rupture de l'équilibre économique (*voir la Section II.G.*).

Le Réseau Africain de journalistes pour l'Intégrité et la transparence (Burkina Faso)/RAJIT-BF et le Natural Resource Governance Institute (NRGI) relèvent⁶⁹ que « *les régimes d'exonérations occasionnent une déperdition de recettes, du fait de l'évasion fiscale, qu'elle soit frauduleuse ou non.* ». Ils considèrent que les gouvernements sous-estiment la capacité de planification fiscale des multinationales. En outre, ces exonérations fiscales créent des distorsions économiques. Sur le plan de l'administration de l'impôt, elles entraînent, selon eux, « *un détournement des ressources administratives au détriment des activités de recouvrement et de répression visant les investisseurs soumis à un régime fiscal non préférentiel* ». Au Sénégal, par exemple, un bureau s'occupe spécifiquement du suivi et du contrôle des régimes fiscaux spéciaux. Par conséquent, il semblerait raisonnable que la phase d'exploitation marque un véritable retour au droit commun.

En conclusion, s'agissant de ressources non renouvelables, il appert que la phase de production devrait marquer un véritable retour à une fiscalité de droit commun dans la mesure où les investissements les plus substantiels ont été effectués durant la phase de développement de la mine ou du champ pétrolier. Dans la mesure du possible, le rôle de l'Etat devrait consister à accompagner les industries extractives, notamment en développant les infrastructures, plutôt que de leur accorder des incitations fiscales ou douanières.

c) Le traitement des provisions pour reconstitution de gisement

En principe, une provision est une perte ou une charge non encore effective à la clôture d'un exercice dont l'objet est nettement précisé et que des évènements en cours rendent probables. La perte ou la charge doit donc être probable à la clôture de l'exercice en raison d'évènements intervenus au cours de cet exercice. La provision ainsi constituée est déductible du bénéfice imposable au cours de son exercice de constitution mais doit en principe être reprise au moment de l'engagement effectif de la dépense. Un produit est généré par la reprise et neutralisé par une charge correspondante comptabilisée au moment de l'engagement des dépenses.

⁶⁸ Au Gabon, l'article 69 du Code Pétrolier de 2014 dispose que « *La renégociation des termes du contrat d'hydrocarbures peut intervenir à la demande de l'une ou l'autre des parties lorsque survient l'une au moins des conditions suivantes :*

- *en cas de changement des termes et des conditions économiques et financières de base du contrat, non imputables à l'État ou au contracteur ;*
- *lorsque les prévisions économiques et financières du contrat sont atteintes ;*
- *s'il est certain que les prévisions économiques et financières ne peuvent plus être atteintes en l'état des termes contractuels ;*
- *lorsque les conditions économiques, financières ou techniques ont considérablement évolué.*

Dans ces cas, l'État ou le contracteur peut proposer la renégociation de tout ou partie des termes du contrat d'hydrocarbures, dont notamment la redevance minière proportionnelle, le partage de la production et les engagements de travaux.» (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

⁶⁹NRGI/RAJIT-BF (2014), « *Impact des régimes fiscaux et douaniers spécifiques sur le secteur minier et sur les rapports ITIE au Burkina Faso* » juillet 2014.

La plupart des pays membres du CREDAF, à l'exception notamment du Canada et de la France (récemment), ont recours aux provisions pour reconstitution de gisement⁷⁰. Ces provisions permettent généralement aux entreprises en phase d'exploitation de provisionner des dépenses futures en vue de la recherche de nouveaux gisements ou de la mise en valeur de gisements existants. Il s'agit, en quelque sorte, d'un encouragement fiscal en vue d'accroître la durée de la mine ou du champ pétrolier. Ces provisions semblent justifiées par le fait que l'industrie minière ou pétrolière, contrairement à d'autres industries, ne peut reconstituer sa matière première par des achats. Puisque les gisements sont détruits au fur et à mesure de leur exploitation, le seul moyen de les renouveler consiste en de nouvelles recherches ou dans un perfectionnement des moyens d'exploitation.

Ces provisions ne sont pas tout à fait orthodoxes car la déduction de la provision a lieu au cours de l'exercice de sa constitution alors que la perte ou charge correspondante ne résulte pas nécessairement d'événements ayant pris naissance au cours de l'exercice. Ces provisions ne portent d'ailleurs pas toujours le nom de provision. Ainsi, le Code des Hydrocarbures de la Tunisie, mis à jour en 2008, utilise la notion de « *réserve déductible* »⁷¹.

La « réserve déductible » prévue par le Code des Hydrocarbures de la Tunisie :

L'article 113.3. du Code des Hydrocarbures de la Tunisie dispose que le titulaire d'une concession d'exploitation a le droit de constituer une réserve déductible de la base d'imposition à l'impôt sur les bénéfices dans la limite de 20% de son bénéfice imposable.

Cette réserve est destinée notamment à financer les dépenses de recherche sur le même permis ou sur d'autres permis détenus par le titulaire (en dehors de la concession déjà exploitée). Toutefois, le taux de financement de ces dépenses par la réserve ne peut pas dépasser 30% ou 50% de ces dépenses. Enfin, ces dépenses, lorsqu'elles sont engagées, n'ouvrent pas droit à déduction du bénéfice imposable. En outre, la réserve ainsi constituée doit être réinvestie, en totalité ou en partie, au cours des trois exercices qui suivent l'année de sa constitution. A défaut, elle est soumise à l'impôt sur les bénéfices et sujette aux intérêts de retard.

En somme, le dispositif tunisien fonctionne de la même manière qu'une provision pour reconstitution de gisement déductible au cours de son exercice de constitution et rapportée lors de son exercice d'utilisation avec déduction corrélative des dépenses engagées. La seule différence est que la Tunisie a simplifié le mécanisme (pour un même effet) en rendant la réserve déductible sans exiger une régularisation corrélative lors de l'année d'utilisation de la réserve mais en interdisant la déduction des dépenses correspondantes.

Il est à noter que la réserve déductible peut également être utilisée pour développer des activités dans des secteurs autres que l'industrie extractive (dans le cadre de souscriptions ou d'augmentations de capital d'autres entreprises).

Il est intéressant de remarquer que le dispositif a été abrogé en 2013 au Sénégal et en 2014 en

⁷⁰ Voir par exemple l'article 168 du nouveau Code Minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) et le Décret d'application de l'ancien Code Minier (Décret N°2005-682/PRES/PM/MCE/MFB du 30 décembre 2005 portant modalités de constitution et d'utilisation de la provision pour reconstitution des gisements).

⁷¹ Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée (dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008), <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>.

France. Au Sénégal, cela obéissait à un souci de rationaliser les dépenses fiscales : l'exposé des motifs relevait que : « *la législation fiscale est caractérisée par l'existence d'une multitude de régimes dérogatoires disséminés à travers des textes épars (Code minier, Code pétrolier, Code des investissements, régimes francs, etc.). Au-delà du problème de lisibilité et de cohérence qu'elle pose, cette législation est porteuse d'un certain nombre de facteurs de distorsion à la concurrence économique.* »⁷². En France, la suppression visait à supprimer des « *avantages dérogatoires, inefficients ou inutiles* »⁷³. Le dispositif burkinabè est sensiblement similaire au dispositif français abrogé (sauf que la provision doit être utilisée dans un délai de 3 ans à compter de la clôture de l'exercice de constitution contre 5 ans pour le dispositif français).

L'ancien régime français de la provision pour reconstitution de gisements

Le dispositif existant en France de la provision pour reconstitution de gisement a été abrogé par la Loi de Finances pour 2014 pour la détermination des résultats des exercices clos à compter du 31 décembre 2013⁷⁴.

Cette provision avait pour objet de faciliter la recherche de nouveaux gisements. Les entreprises minières et pétrolières avaient la possibilité de constituer cette provision de manière à exclure de leurs bénéfices imposables les sommes nécessaires à une telle recherche. Le montant de la dotation à la provision ne pouvait excéder : ni 15 % du montant des ventes des produits marchands extraits de gisements exploités directement par l'entreprises ou acquis par celle-ci auprès de filiales étrangères détenues directement ou indirectement à 50% au moins, ni 50% du bénéfice imposable réalisé au cours de l'exercice et provenant de la vente de ces mêmes produits.

La dotation ainsi constituée devait être utilisée dans un délai de 5 ans à compter de la clôture de l'exercice de constitution, soit sous la forme d'immobilisations (destinées à améliorer la récupération des substances minérales en perfectionnant le traitement ou destinés à améliorer le rendement des gisements existants) ou de travaux de recherche (travaux de prospection, établissement de voies d'accès, achat ou location de terrain, achat d'équipement de recherche, etc.) pour la mise en valeur de gisements situés en France, soit pour l'acquisition de titres de participation dans des sociétés ou organismes ayant pour objet d'effectuer la mise en valeur de tels gisements (en effectuant de la recherche ou de l'exploitation, ou en améliorant la récupération des substances minérales).

La provision pour reconstitution de gisement était déductible de la base imposable de l'exercice au cours duquel elle était constituée.

⁷² Loi 2012-31 du 31 décembre 2012 portant Code Général des Impôts, <http://www.jo.gouv.sn/spip.php?article9554>.

⁷³ Voir le projet de Loi de Finances pour 2014, <http://www.assemblee-nationale.fr/14/projets/pl1395.asp>

⁷⁴ Bulletin Officiel des Finances Publiques (France), BOI-BIC-PROV-60-10-20-20140307, <http://bofip.impots.gouv.fr/bofip/6424-PGP.html?identifiant=BOI-BIC-PROV-60-10-20-20140307>

Lorsque cette provision était utilisée conformément à son objet dans le délai imparti de 5 ans, l'entreprise devait rapporter à ses résultats imposables de l'exercice un montant égal aux investissements admis en remploi de cette provision⁷⁵.

Parallèlement, les travaux de recherche ou de récupération devaient être inscrits au débit du compte de résultat de l'exercice au cours duquel ils avaient été engagés et les immobilisations devaient donner lieu à la constitution d'amortissements basés sur leur prix de revient et échelonnées sur leur durée normale d'utilisation.

Lorsque la provision n'était pas utilisée dans le délai de 5 ans ou conformément aux conditions imparties, elle devait être rapportée au bénéfice imposable de l'exercice en cours à la date de l'expiration de ce délai. En outre, l'impôt correspondant devait être majoré de l'intérêt de retard.

d) *La question des remboursements de TVA*

Les entreprises minières ou pétrolières dans les pays du CREDAF en développement sont en principe structurellement en crédit de TVA : en phase de recherche et de construction, parce qu'elles n'ont pas encore d'activité taxable, et en phase d'exploitation, parce que l'ensemble du minerai ou des hydrocarbures est en principe exporté, c'est-à-dire exonéré avec droit à déduction⁷⁶. Autrement dit, ces sociétés ne collectent pratiquement aucune TVA sur laquelle elles pourraient imputer leur TVA déductible. Ce problème est généralement réglé en phase de recherche et de construction par de très larges exonérations de TVA à l'importation qui empêchent la constitution d'un crédit trop important. En revanche, en phase d'exploitation, les sociétés extractives rentrent dans le régime de droit commun – à tout le moins pour la TVA – et la seule solution qui s'offre à elles est de demander le remboursement de ce crédit. Dans la mesure où elles sont considérées comme des entreprises exportatrices, elles ont en principe le droit d'obtenir ce remboursement.

⁷⁵ Lorsque la provision était remployée sous la forme d'immobilisations non amortissables, la somme égale au montant de ces remplois devait être réintégrée en une seule fois au titre de l'exercice au cours duquel ce remploi était effectué.

Lorsque la provision était remployée sous la forme d'immobilisations amortissables, la somme égale au montant de ces investissements devait être rapportée, réintégrée au même rythme que l'amortissement.

⁷⁶ Pour une étude complète sur la question du traitement TVA et douanier des industries extractives en Afrique francophone et anglophone, voir : Charlet Alain (2015), « *The VAT and Customs Treatment of the Mining Industry in Sub-Saharan Africa* » dans *Tax Design Issues Worldwide* édité par Victor Thuronyi et Geerten M.M. Michielse, publié par Kluwer Law International, Series on International Taxation No.51.

Toutefois, ce droit est fonction de l'existence d'une procédure de remboursement efficace⁷⁷. Or, les mécanismes de remboursement de la TVA souffrent souvent de fragilités dans les pays en développement⁷⁸.

Certains pays, pour pallier les problèmes de trésorerie qui peuvent résulter de remboursements de crédits de TVA, ont mis en place des dispositifs particuliers, comme le Sénégal avec les certificats de détaxe (*voir l'encadré ci-dessous*). Il faut relever, toutefois, que les Organisations internationales critiquent ce mécanisme qu'elles assimilent à de la création monétaire avec les effets induits que cela peut générer.

Une modalité particulière de remboursement de la TVA : l'expérience sénégalaise du certificat de détaxe

Au Sénégal, les remboursements de crédits de TVA donnent lieu en pratique à l'établissement d'un certificat de détaxe et non à un remboursement proprement dit⁷⁹.

L'établissement du certificat de détaxe doit intervenir dans les 15 jours qui suivent l'approbation de la demande de restitution. Toutefois, ce certificat n'est remis à l'assujetti qu'après régularisation par ce dernier de ses dettes fiscales existantes. L'Administration fiscale peut également directement imputer sa créance sur le certificat de détaxe.

Le certificat de détaxe a une fonction quasi-monétaire : il peut être remis par le bénéficiaire en paiement de tous impôts et taxes. A ce titre, le nouveau Code Général des Impôts de 2013 a étendu le champ du certificat de détaxe qui, auparavant, ne pouvait servir qu'au paiement de la TVA. En outre, il peut également être endossé par un commissionnaire en douane ou un autre redevable pour être utilisé aux mêmes fins.

⁷⁷ Voir également OCDE (2015), « *Les principes directeurs internationaux pour la TVA/TPS* », en particulier le Chapitre 2 sur la neutralité des taxes sur la valeur ajoutée dans le contexte des échanges internationaux : <http://www.oecd.org/fr/fiscalite/consommation/principes-directeurs-internationaux-tva-tps.pdf>

Ces principes ont été notamment commentés par Alain Charlet et Stéphane Buydens dans les quatre articles suivants :

- Charlet et Buydens (2015), « *Les Principes directeurs de l'OCDE pour la TVA/TPS - Présentation et perspectives* », Revue européenne et internationale de droit fiscal, N° 2015/3, <http://www.oecd.org/tax/consumption/tva-perspective-mondiale-2015.pdf>
- Charlet et Buydens (2013) « *Les principes directeurs de l'OCDE sur la neutralité de la taxe sur la valeur ajoutée/taxe sur les produits et services* », Revue de Planification Fiscale et Financière, vol. 33, n° 1, 2013, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/OECDInternationalVATGSTGuidelinesNeutrality.pdf>
- Charlet et Buydens (2012), « *The OECD International VAT/GST Guidelines: past and future developments* », World Journal of VAT/GST Law, (2012) vol. 1, issue 2, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/OECDInternationalVATGSTGuidelinesWorld%20Journal.pdf>
- Charlet et Buydens (2011), « *The OECD's Draft Guidelines on Neutrality for Value Added Taxes* », Tax Notes International, 7 févr. 2011, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/47108311.pdf>

⁷⁸ Graham Harrison, Russel Krelove, (2005), « *VAT refund, a review of country experience* », IMF Working Paper, WP05/218, novembre 2005 : « *Experience with VAT implementation in many countries shows that refunding of credits has been the "Achilles heel" of the VAT. It has been a source of tension between tax authorities and the business sector and, in some countries, has led to complex administrative measures that have significantly undermined the functioning of the VAT system* ».

⁷⁹ Article 398 du Code Général des Impôts du Sénégal de 2013 (Loi 2012-31 du 31 décembre 2012 portant Code Général des Impôts, <http://www.jo.gouv.sn/spip.php?article9554>).

Le nouveau Code Général des Impôts de 2013 a, en principe, supprimé la procédure de certificat de détaxe qui ne devait plus pouvoir être utilisée à l'issue d'une période transitoire en plusieurs étapes se terminant fin 2015⁸⁰. A partir de 2016, les remboursements devaient être systématiquement effectués par paiement. Toutefois, en pratique, les remboursements sont toujours effectués par certificat de détaxe, ce qui pose évidemment des problèmes importants de légalité.

D'autres pays procèdent à des remboursements massifs de crédits de TVA en raison du poids des industries extractives dans leur économie, comme la RDC qui, jusqu'en août 2015, assurait ce remboursement via un compte intitulé « *TVA remboursable* » ouvert dans les comptes de la Banque Centrale du Congo. Ce compte était alimenté par la totalité des recettes de TVA nette due en régime intérieur. Cette « *affectation* » des recettes permettait de s'assurer que le remboursement pouvait être effectué dans des délais raisonnables. L'absence d'une procédure effective pouvait en effet générer une pression en faveur de l'octroi d'exonérations et ainsi désarticuler le système TVA du pays. Aujourd'hui, ce compte « *TVA remboursable* » est alimenté par le compte général du Trésor sans affectation préalable des recettes.

Une autre option envisagée par la RDC est la mise en place du paiement différé de la TVA à l'importation. La TVA serait collectée et déduite au titre du même mois sur la déclaration de TVA de l'assujetti (autoliquidation de la TVA). Ce système existe notamment en France : les assujettis peuvent opter pour déclarer et déduire la TVA due au titre de leurs importations sur leur déclaration de TVA déposée auprès de la DGFIP⁸¹. Ce dispositif est encadré et soumis à des conditions.

Pour les assujettis qui n'exercent pas une activité exonérée de TVA et ont donc un droit à déduction totale comme les compagnies minières ou pétrolières, ce système permettrait de ne pas avoir à déposer de remboursement de crédit de TVA. Pour l'Administration évidemment, ce système permet d'éviter d'avoir à gérer le financement de ce remboursement. En revanche, ce mécanisme suppose que les Administrations des Douanes et des Impôts soient en mesure de surveiller et suivre ces opérations et qu'elles procèdent à des réconciliations, ce qui induit une bonne communication et coopération entre ces Administrations.

⁸⁰ Articles 393 et 395 du Code Général des Impôts du Sénégal de 2013 (Loi 2012-31 du 31 décembre 2012 portant Code Général des Impôts, <http://www.jo.gouv.sn/spip.php?article9554>).

⁸¹ Article 1695 du Code Général des Impôts français. Voir aussi : <http://www.douane.gouv.fr/articles/a12288-l-autoliquidation-de-la-tva-a-l-import> et <https://www.service-public.fr/professionnels-entreprises/vosdroits/F33167>

L'autoliquidation de la TVA à l'Importation (ATVAI) bénéficie désormais à tous les assujettis à la TVA qui réalisent des importations en France pour lesquelles ils sont redevables de la taxe, sans que ceux-ci disposent, au préalable, d'une procédure douanière particulière.

Néanmoins, les opérateurs établis dans l'Union Européenne doivent remplir les quatre conditions suivantes :

- effectuer au moins quatre importations au sein du territoire de l'Union Européenne au cours des douze mois précédant la demande ;
- disposer d'un système de gestion des écritures douanières et fiscales permettant le suivi des opérations d'importation ;
- ne pas avoir commis d'infractions graves ou répétées aux dispositions douanières et fiscales au cours des 12 mois précédant la demande ;
- avoir une situation financière satisfaisante au cours des douze derniers mois précédant la demande (sans condition de garantie ou de caution).

En revanche, les opérateurs non établis dans l'Union Européenne doivent impérativement dédouaner par l'intermédiaire d'un représentant en douane titulaire d'une autorisation d'opérateur économique agréé « *simplifications douanières* » valide.

D'une manière générale, un mauvais fonctionnement des remboursements de crédits de TVA peut avoir des effets pervers en incitant les entreprises à solliciter la mise en place de régimes particuliers de TVA, y compris en phase d'exploitation. Les entreprises extractives peuvent notamment être tentées d'obtenir des certificats d'achats en franchise ou une exonération totale avec droit à déduction des achats de biens et services de la société minière auprès de ses sous-traitants.

En outre, il faut rappeler que toute TVA supportée n'est pas forcément déductible et donc remboursable. En effet, certains biens sont exclus du droit à déduction, tels que les carburants⁸².

Il en ressort que, sauf exception, la TVA sur les carburants représente un coût définitif pour les entreprises minières (pour les entreprises pétrolières, le carburant utilisé fera en principe partie de son « *cost oil* » dans le cadre d'un contrat de partage de production – voir la Section II.C.2. ci-après). Dans les pays en développement, ce coût peut être significatif pour les industries extractives car ces carburants sont également utilisés pour alimenter des groupes électrogènes. Ces derniers sont parfois nécessaires en raison de la pénurie en électricité ou de l'isolement de certaines mines ou champs pétroliers ne permettant par leur raccordement au réseau électrique. Toutefois, cette exclusion se justifie par la difficulté qu'il y aurait – particulièrement dans un pays en voie de développement – à contrôler un produit (le carburant) qui est à la fois un intrant et un bien de consommation finale. Néanmoins, certains pays exonèrent ou autorisent la déduction de la TVA sur les carburants lorsque ces derniers sont utilisés par les industries extractives⁸³.

⁸² Ainsi, l'article 329 bis de la loi n° 6/65/AN du 26 mai 1965 portant création du code des impôts directs et indirects du Burkina Faso dispose, notamment, que l'essence d'aviation, l'essence pour véhicules automobiles, le gasoil et le bio-carburant sont exclus du droit à déduction.

Il faut remarquer que l'article 34 de la directive TVA de l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA) dispose seulement que sont exclus du droit à déduction de la TVA les frais de carburant pour véhicules (Directive n° 02/98/CM/UEMOA du 22 décembre 1998 portant harmonisation des législations des États membres en matière de TVA). Toutefois, le dernier alinéa de l'article 34 de la directive TVA précise que les États membres ont la faculté d'exclure du droit à déduction des biens et services non visés par le présent article. Le Burkina Faso a donc fait usage de cette faculté pour exclure du droit à déduction les carburants, que ces derniers soient ou non utilisés pour des véhicules.

⁸³ En Guinée, l'article 168 du Code Minier de 2013 précise que les titulaires de titres miniers ne bénéficient d'aucune exonération de TVA sur l'acquisition de produits pétroliers en phase de recherche, de construction ou d'exploitation, à l'exception du fioul lourd dans la mesure où ce dernier est très largement utilisé en Guinée pour alimenter les groupes électrogènes. Toutefois, les articles 171, 173 et 176 précisent que ces produits pétroliers ouvrent droit à remboursement de la TVA dans les limites de quotas annuels fixés par le ministre en charge du Budget (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En RDC, l'article 41 de l'ordonnance-loi n° 001/2012 du 21 septembre 2012 (modifiant et complétant certaines dispositions de l'ordonnance-loi n° 10/001 du 20 août 2010 portant institution de la taxe sur la valeur ajoutée) relatif aux exclusions du droit à déduction contient une disposition originale qui n'exclut pas du droit à déduction les carburants utilisés comme des intrants par les entreprises industrielles. En effet, cet article dispose que sont notamment exclus du droit à déduction « *les produits pétroliers, à l'exception des carburants destinés à la revente par les grossistes ou acquis pour la production d'électricité devant être revendue ou pour être utilisés par des appareils fixes comme combustible dans les entreprises industrielles* ».

Il convient de noter que la problématique des remboursements de crédits de TVA est en principe moins importante en matière pétrolière dans la mesure où les codes des hydrocarbures permettent, en principe, aux titulaires de contrats pétroliers d'acheter localement et d'importer en franchise de droits et taxes (y compris la TVA) les biens et services nécessaires à l'activité pétrolière pendant toutes les phases du cycle pétrolier, y compris en phase de production (*voir la Section II.A.1. ci-dessus*)⁸⁴. Toutefois, lorsque le sous-traitant de la compagnie pétrolière n'est pas exonéré de TVA sur ses achats (*voir la Section II.A.2.a) ci-dessus*), cela repousse la question du remboursement du crédit de TVA à son niveau (dans la mesure où il facture le titulaire du contrat sans TVA). Lorsque le sous-traitant n'est pas lui-même exportateur, il s'expose de surcroît à ne pas être éligible à une demande de remboursement de crédit de TVA. En effet, les pays en développement du CREDAF tendent à limiter le droit au remboursement de la TVA aux seules entreprises exportatrices. Dans cette hypothèse, le titulaire du contrat pétrolier peut en subir les conséquences si le sous-traitant compense son manque à gagner par une majoration de sa marge (par exemple, à hauteur du montant de la TVA d'amont dont il ne peut obtenir le remboursement).

B. Comment contrôler les incitations fiscales et douanières ?

La mise en place de larges incitations fiscales et douanières suppose de pouvoir contrôler efficacement ces dernières. Cela passe tout d'abord par un contrôle des exonérations applicables aux titres miniers eux-mêmes, notamment lorsqu'un même opérateur détient à la fois des titres de recherche et d'exploitation. C'est la question des barrières de déconsolidation (1). Cela suppose ensuite d'avoir un instrument permettant de suivre le matériel et les marchandises importées sous le régime dérogatoire. Les listes minières ou pétrolières ont été conçues à cet effet (2). Il convient en outre de contrôler également l'affectation desdits biens au projet minier et pétrolier (3) ainsi que de mettre en place un contrôle *a priori* et *a posteriori* sur les achats des biens en régime intérieur, complémentaire des listes minières ou pétrolières (4).

1. La question de l'intérêt des barrières de déconsolidation («*ring fencing*») en cas d'octroi d'incitations fiscales ⁸⁵

Traditionnellement, les codes miniers permettaient à une même personne morale d'être titulaire de plusieurs permis de recherche et/ou d'exploitation⁸⁶.

⁸⁴ Au Gabon, l'article 235 du Code Pétrolier de 2014 dispose que la TVA supportée par les titulaires d'un contrat pétrolier au titre des achats de leurs biens ou services ou de leurs importations de biens autres que ceux figurant sur leur liste pétrolière est intégralement remboursable (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

⁸⁵ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière): <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

⁸⁶ A titre d'exemple, les articles 53 et 68 du Code Minier de la RDC qui date de 2002 (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) –et qui est appelé à être révisé prochainement– disposent qu'une personne et ses sociétés affiliées peuvent détenir jusqu'à 50 permis de recherche et 50 permis d'exploitation.

En Mauritanie, l'article 17 du Code Minier de 2008 n'autorise pas la superposition des permis d'exploitation mais autorise la superposition des autres titres miniers à condition qu'ils portent sur des groupes de substances minières différents (réforme de 2009). L'article 21 dispose qu'une même personne ne peut détenir simultanément plus de 10 permis de recherche, ou 5 permis de recherche dans le cas particulier des permis de recherche de diamants (réforme de 2014, auparavant le seuil était fixé respectivement à 20 et à 10). Voir la Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes.

Toutefois, comme nous l'avons vu, les dispositifs fiscaux incitatifs ne sont pas les mêmes selon les phases du cycle minier. Ils sont généralement plus incitatifs en phase de recherche. Par conséquent, la tentation pouvait être grande pour un entrepreneur de cumuler plusieurs titres miniers correspondant à des phases différentes afin de prolonger ses avantages fiscaux (en finançant, par exemple, sur son permis de recherche, les équipements destinés en réalité à l'exploitation).

Les nouveaux codes miniers tendent désormais à limiter plus strictement le nombre de titres miniers pouvant être attribués à une même société⁸⁷. En outre, ils exigent généralement que le permis de recherche soit transformé en permis d'exploitation lorsque débute la phase de construction⁸⁸.

Autrement dit, le permis de recherche « disparaît » lorsque commence l'exploitation et l'exploitant ne peut, en principe, plus prétendre aux avantages fiscaux correspondant à la phase de recherche.

Idéalement, il pourrait être envisagé d'aller encore plus loin et de limiter l'attribution d'un titre minier à une seule et même société. La nouvelle génération de codes africains semble déjà aller dans cette direction s'agissant des permis d'exploitation⁸⁹. Il faut être clair toutefois quant aux intentions du dispositif : ce dernier ne permettra pas, en pratique, d'empêcher une multinationale de posséder plusieurs permis : il lui suffira pour ce faire de constituer une holding détentrice des sociétés titulaires desdits titres miniers. En revanche, ce dispositif permet d'avoir une gestion administrative plus saine de l'impôt. En effet, il permet d'interdire, pour une même personne juridique, tout cumul de titres miniers sujets à des incitations fiscales différentes, ce qui permet d'éviter que des biens achetés sous l'emprise d'un permis de recherche (plus avantageux en général en matière d'incitations fiscales) ne soient utilisés aux fins d'un permis d'exploitation.

⁸⁷ A titre d'exemple, en Guinée, une même personne ne peut pas posséder plus de 3 permis de recherche pour la bauxite et le fer, et plus de 5 permis de recherche pour les autres substances (article 20 du nouveau Code minier de 2013 : L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

⁸⁸ En Guinée, l'attribution d'un permis d'exploitation entraîne l'annulation du permis de recherche correspondant dans le même périmètre (Art. 30 du Code Minier de 2013 : Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

Au Burkina Faso, l'article 42 du Code minier de 2015 (Loi n°036-2015/CNT du 16 juin 2015 portant Code minier du Burkina Faso) dispose que : « L'attribution d'un permis d'exploitation industrielle de grande ou de petite mine entraîne l'annulation du permis de recherche à l'intérieur du périmètre du permis d'exploitation. ».

En Mauritanie, l'article 38 du Code Minier de 2008 dispose que le permis d'exploitation ne peut couvrir au maximum que la zone intérieure du permis de recherche. En principe, le permis de recherche reste valide pour la zone extérieure au permis d'exploitation (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

⁸⁹ A titre d'exemple, l'article 100 du Code minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015/CNT du 16 juin 2015 portant Code minier du Burkina Faso) dispose que : « Il est constitué pour chaque permis d'exploitation une personne morale de droit burkinabè et ayant son siège social au Burkina Faso. ».

L'article 7 du Code minier de la Côte d'Ivoire de 2014 (Loi N° 2014-138 du 24 mars 2014 portant Code Minier) dispose que « L'octroi d'un permis d'exploitation oblige son titulaire à créer une société de droit ivoirien dont l'objet exclusif est l'exploitation du gisement pour lequel le permis a été délivré. ».

Lorsque le Code minier autorise une même personne morale à posséder plusieurs titres miniers se rapportant à des mines différentes, le « *Guide on Resource Revenue Transparency* » du FMI suggère, à tout le moins, d'ériger une barrière de déconsolidation (également parfois appelée « *enclos fiscal* » ou « *ring fencing* » en anglais), c'est-à-dire de considérer que chaque mine dispose d'une personnalité fiscale distincte quand bien même plusieurs de ces mines appartiendraient à une même personne morale⁹⁰. Cela permet d'éviter que les entreprises puissent être tentées de bénéficier des incitations fiscales plus grandes octroyées généralement durant les phases de recherche et de développement alors qu'elles sont déjà en phase d'exploitation. Cela permet également d'éviter un phénomène de compensation en matière d'impôt sur les bénéfices entre des mines déficitaires et bénéficiaires. Toutefois, le dispositif de la barrière de déconsolidation peut s'avérer difficile à gérer. En effet, la reconnaissance d'une personnalité fiscale distincte implique que chaque mine soit dotée d'un numéro d'identification fiscale et fasse l'objet d'une comptabilité séparée. En outre, il faut relever qu'une confusion peut parfois ressortir d'un manque d'harmonisation entre les dispositions fiscales de droit commun –qui généralement n'instaurent pas de barrière de déconsolidation– et les dispositions fiscales contenues dans les Codes miniers. Dans cette hypothèse, selon les principes généraux du droit, la loi postérieure doit l'emporter sur la loi antérieure en cas de contradiction. Cela signifie que les codes miniers révisés régulièrement et, en principe, postérieurs à la loi fiscale de droit commun peuvent, d'un point de vue juridique, légitimement y déroger en instaurant une barrière de déconsolidation. Cette disposition a été introduite dans certains codes parmi les plus récents, tels que le Code Minier de la Guinée (voir ci-dessous).

La barrière de déconsolidation prévue dans le Code Minier de la Guinée :

L'article 181-IV du nouveau Code Minier de la Guinée de 2013⁹¹ rappelle les dispositions de l'article 168 du même Code qui dispose expressément que les titulaires d'un Titre minier ne peuvent cumuler, à un instant donné, et pour un même titre, le bénéfice d'avantages fiscaux ouverts à des phases d'activité différentes.

Toutefois, l'article 181-IV reconnaît qu'une seule et même personne morale peut détenir plusieurs titres miniers et qu'elle est autorisée à obtenir des avantages fiscaux pour chacun de ces titres miniers⁹².

⁹⁰ FMI (2007), « *Guide on Resource Revenue Transparency – 2007 Revised Edition* », § 39 du guide : <https://www.imf.org/external/np/pp/2007/eng/101907g.pdf>

⁹¹ Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée.

Les textes de référence de droit guinéen en matière minière et pétrolière sont disponibles sur le site de la Société Guinéenne du Patrimoine Minier (SOGUIPAMI) en cliquant sur le lien suivant : <http://soguipami-gn.com/index.php/2014-08-02-13-56-09/2014-08-02-13-59-06>

⁹² Pour rappel, en Guinée, une même personne ne peut pas posséder plus de 3 permis de recherche pour la bauxite et le fer et plus de 5 permis de recherche pour les autres substances (article 20 du nouveau Code minier de 2013).

En ce qui concerne les permis d'exploitation, l'attribution d'un permis d'exploitation est de droit pour tout titulaire d'un permis de recherche en ayant fait conformément la demande et ayant respecté la réglementation prévue par le Code Minier (article 30-I du nouveau Code Minier de 2013). Le demandeur d'un permis d'exploitation a l'obligation de créer une société de droit guinéen. Enfin, l'attribution du permis d'exploitation entraîne l'annulation du permis de recherche à l'intérieur du périmètre du permis d'exploitation (article 30-III du nouveau Code Minier de 2013).

Or, ces avantages fiscaux peuvent se rapporter à des phases d'activité différentes pour chacun de ces titres miniers.

Il existe donc un risque pour que cette personne importe, par exemple, sous la liste minière liée à la phase de construction d'une de ses mines, en exonération de TVA (article 173) et sous régime douanier suspensif (article 174), des biens d'équipement qu'elle utilisera en réalité pour une autre de ses mines qui est en phase d'exploitation.

Pour éviter cela, le code guinéen dispose que cette personne morale est réputée avoir une personnalité fiscale distincte pour chacun de ces titres miniers. Si cette personne morale exerce par ailleurs une activité tierce autre qu'une activité pour laquelle un titre minier est requis, elle est également réputée avoir une personnalité distincte au titre de cette activité.

Chaque activité en relation avec un titre minier ou avec une activité tierce doit être identifiée par un numéro d'identification fiscal distinct et doit faire l'objet d'une comptabilité distincte. En conséquence, il ne peut être procédé à aucune compensation entre impôts, droits et taxes de même nature entre activités identifiées par un numéro d'identification différent. En particulier, les charges supportées au titre d'un titre minier ne peuvent être déductibles du bénéfice imposable d'un autre titre minier.

En matière pétrolière, la pratique de la barrière de déconsolidation est courante⁹³. Elle vise à éviter un phénomène de compensation entre les champs, en matière d'impôt sur les bénéfices (lorsque ce dernier s'applique) ou en matière de partage de production. Dans le cas contraire, une entreprise pétrolière qui disposerait d'un champ en exploration et d'un champ en production pourrait récupérer des dépenses correspondant au champ en exploration en « *cost oil* » sur son champ en production (*voir la Section II.C.2. ci-dessous*). Dans l'hypothèse où cette entreprise disposerait de deux champs en production disposant de pourcentages de récupération distincts, elle pourrait allouer les coûts sur le bloc disposant du pourcentage de récupération le plus élevé. Dans l'un et l'autre cas, cette entreprise pétrolière réduirait ainsi la part de « *profit oil* » revenant à l'État (*voir la Section II.C.2. ci-dessous*).

⁹³ En Algérie, l'article 86 du Code Pétrolier de 2005 dispose que l'assiette de la Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP) est égale à la valeur de la production annuelle des hydrocarbures de chaque périmètre d'exploitation (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

Au Gabon, l'article 220 du Code Pétrolier de 2014 dispose que « *La consolidation de pertes et profits entre des contrats d'hydrocarbures distincts est interdite* » (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

En Tunisie, l'article 107 du Code Pétrolier de 1999 dispose que « *Le bénéfice imposable est calculé séparément pour chaque Concession d'Exploitation* » (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

2. Est-ce que les listes minières ou pétrolières sont un outil approprié ? ⁹⁴

La mise en place de ces exonérations sur les importations nécessite un contrôle sans lequel tous les biens pourraient être importés en exonération, y compris ceux qui ne sont pas nécessaires à la prospection et à l'exploitation de la mine ou du champ pétrolier.

Ce contrôle prend généralement la forme d'une liste minière ou pétrolière, dont les catégories sont en principe strictement limitées, et qui est déposée avec la demande de titre minier⁹⁵ ou avec les demandes d'autorisation en matière pétrolière⁹⁶. En principe, seuls les biens figurant sur cette liste peuvent bénéficier de l'exonération.

Une bonne pratique pourrait consister à exiger, d'une part, que le contenu de la liste minière ou pétrolière soit propre à chaque phase d'activité⁹⁷, et d'autre part, que ne puissent figurer sur cette liste que les équipements, matières premières et consommables dont on ne peut pas trouver l'équivalent fabriqué dans le pays d'extraction à des conditions commerciales au moins égales à celles des biens à importer.

⁹⁴ Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'École des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

⁹⁵ Au Burkina Faso, les articles 150 et 156 du Code Minier de 2015 (Loi n°036-2015/CNT du 16 juin 2015 portant Code minier du Burkina Faso) disposent que la liste des matériels, matériaux, machines, équipements et pièces détachées pouvant bénéficier de l'exonération douanière en phase de recherche ou de développement soit attachée respectivement au permis de recherche ou au permis d'exploitation.

En Guinée, les articles 166 et 167 du Code Minier de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) définissent la liste minière propre à chaque phase d'activité ainsi que les catégories de biens pouvant figurer sur cette liste minière.

En Mauritanie, l'article 105 du Code Minier de 2008 exige que le titulaire du titre minier constitue une liste minière pour pouvoir obtenir l'application des régimes suspensifs, des exonérations ou des taux réduits des droits de douanes en phase de recherche, construction ou d'exploitation (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

En RDC, l'article 225 du Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) exige que le titulaire du titre minier présente une liste minière qui doit être approuvée par arrêté conjoint des ministres des mines et des finances. Cette liste doit indiquer les catégories de matériels et équipements nécessaires durant les phases de recherche, construction et exploitation du projet. Les biens qui ne sont pas directement liés à l'activité minière sont exclus de la liste.

⁹⁶ En Algérie, l'article 89 du Code Pétrolier de 2005 dispose que doivent figurer sur une liste (établie par voie réglementaire) les biens et services exonérés de TVA et les importations de biens exonérés de droits et taxes (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

En Côte d'Ivoire, l'article 79 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996) dispose qu'une liste de biens pouvant bénéficier des exonérations à l'importation doit être établie.

⁹⁷ En Guinée, l'article 166 du Code Minier de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) dispose que : « Une liste minière pour la phase de recherche ne peut contenir que des équipements, matériels, machines, matières premières et consommables nécessaires pour cette phase de recherche. Une liste minière pour la phase de construction ne peut contenir que des équipements, matériels, machines, matières premières et consommables nécessaires pour cette phase de construction. Une liste minière pour la phase d'exploitation ne peut contenir que des équipements, matériels, machines, matières premières et consommables nécessaires pour cette phase d'exploitation. ».

En outre, les conditions concernant la révision de cette liste devraient être sévèrement encadrées. Par exemple, tout amendement pourrait nécessiter l'approbation du Ministre en charge des Mines ou des Hydrocarbures et du Ministre en charge des Finances. Enfin, dans l'hypothèse où les sous-traitants bénéficieraient eux-mêmes d'exonérations à l'importation, une liste minière devrait également être constituée par chaque sous-traitant assortie d'une responsabilité solidaire du titulaire du titre en cas de non-respect par le sous-traitant de ses obligations.

3. Comment s'assurer de l'affectation du bien au projet minier ou pétrolier ?

L'exploration et l'exploitation des ressources minières ou pétrolières nécessitent le déploiement de matériels et équipements très importants. Comme exposé ci-dessus, les matériels, machines et équipements importés par le titulaire d'un permis de recherche ou d'exploitation sont souvent exonérés de droits de douanes ainsi que de TVA.

La condition fixée pour bénéficier de l'exonération est que les équipements concernés doivent être inclus dans un programme agréé et surtout doivent être destinés, de manière spécifique et définitive, aux opérations minières ou pétrolières. Cela implique que toute acquisition de biens en dehors d'un programme agréé, et dont l'usage pourrait servir à des fins autres que les opérations minières, soit exclue du bénéfice des avantages précités.

La problématique à ce niveau est de s'assurer que les biens pour lesquels les dispositions de la loi, des conventions et contrats accordent des exonérations, sont effectivement utilisés dans le cadre du projet minier.

D'une façon générale, les administrations en charge des mines et des hydrocarbures sont responsables de la surveillance administrative et technique des activités du secteur des industries extractives. A ce titre, elles coordonnent le contrôle de l'application des différentes législations et réglementations applicables aux entreprises des industries extractives.

4. Comment contrôler les exonérations sur les achats de biens en régime intérieur ?

Comme exposé précédemment, les entreprises minières et pétrolières se trouvent structurellement en situation de crédit de TVA, en particulier dans les pays en développement, dans la mesure où elles exportent la quasi-totalité de leur production. Certains pays procèdent à ce remboursement de TVA.

En revanche, dans la mesure où les volumes en jeu sont souvent très importants et les mécanismes de remboursement parfois inadéquats, d'autres pays ont mis en place des exonérations de TVA sur les biens et services achetés dans le cadre de l'exploitation des industries extractives.

En cas d'exonération, le contrôle peut se faire *a priori* ou *a posteriori*.

Le contrôle *a priori* consiste à conditionner le bénéfice de l'exonération à une attestation d'exonération délivrée préalablement par l'administration pour chaque bien acheté. L'entreprise introduit une demande auprès de l'administration en y joignant les pièces justificatives de l'exonération, de même que les factures délivrées par son fournisseur. Après instruction, l'administration délivre une attestation à remettre au fournisseur. La demande peut être rejetée lorsque l'administration estime que le bien ou le service ne peut pas être exonéré.

Dans le contrôle *a posteriori*, une attestation d'exonération annuelle est délivrée par l'administration, sous réserve que la loi le prévoit et que l'entreprise pétrolière ou minière respecte les conditions requises. Cette autorisation a un caractère global et l'entreprise peut acheter, sous sa propre responsabilité, des biens en exonération de TVA à ses fournisseurs. Dans certains pays, l'entreprise doit en principe délivrer une copie de l'autorisation d'achat en franchise à ses fournisseurs. L'administration vient s'assurer par la suite, de la régularité de cette exonération.

C. Quelles modalités pour l'imposition de la rente minière ou pétrolière ?

Comme nous l'avons souligné dans l'introduction, il existe principalement deux grands modèles d'imposition des industries extractives : les systèmes traditionnels sous forme d'impôts et de redevances (1) et les systèmes dits contractuels (2)⁹⁸.

Dans un système contractuel, la contrepartie pour l'État dont les ressources sont exploitées consiste en un paiement « *en nature* ». Ce dernier consiste généralement en l'attribution d'une partie de la production. En pratique, toutefois, les systèmes contractuels ne sont pas purs et ils combinent souvent un partage de la production avec un paiement sous forme de redevances⁹⁹, voire d'impôt sur les bénéfices. Ces systèmes sont dits hybrides.

Les contrats de partage concernent essentiellement la production pétrolière et de gaz alors que l'exploitation des minerais est traditionnellement soumise aux impôts et redevances. Toutefois, le nouveau Code Minier du Sénégal de novembre 2016 prévoit la possibilité de conclure un contrat de partage de production en matière minière. Dans cette hypothèse le paiement des redevances minières n'est pas dû¹⁰⁰.

Parfois, l'État exige, en outre, d'autres prélèvements (3). Ceux-ci peuvent prendre des formes diverses, qu'il s'agisse de bonus de signature ou de production. De manière quasiment systématique dans les derniers codes miniers ou pétroliers, l'État exige l'attribution d'une participation gratuite au capital de la société qu'elle soit minière ou pétrolière, voire organise à terme le transfert des infrastructures construites pour la mine. En outre, des réflexions sont en cours en ce qui concerne la faisabilité de l'introduction de taxes sur les superprofits.

⁹⁸ FMI, Département des finances publiques, « *Régimes financiers des industries extractives : conception et application* », 15 août 2012, <http://www.imf.org/external/french/np/pp/2012/081512f.pdf>

⁹⁹ En Algérie, l'article 85 du Code Pétrolier de 2005 dispose que les quantités d'hydrocarbures extraites sont soumises à une redevance (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

Au Gabon, les articles 67, 87 du Code des Hydrocarbures de 2014 organisent le partage de production entre l'État et le contractant et l'article 216 assujettit de surcroît le contractant à une redevance minière proportionnelle assise sur la production totale d'hydrocarbures (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

En Tunisie, l'article 101.2.1 du Code Pétrolier de 1999 dispose qu'une redevance proportionnelle s'applique aux quantités d'hydrocarbures produites par le titulaire du contrat (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

¹⁰⁰ Voir les articles 33 à 35 du nouveau Code Minier de 2016 du Sénégal (Loi n°2016-32 du 8 novembre 2016 portant Code minier).

1. Les redevances ¹⁰¹

Comme nous l'avons évoqué précédemment, les industries minières sont soumises à la fiscalité de droit commun, souvent aménagée par des dispositifs d'exonération selon la phase d'activité minière. À celle-ci, se rajoute le paiement de redevances fixes, superficielles (a) et proportionnelles (b).

Dans les contrats pétroliers, le titulaire peut également être soumis au paiement de redevances (cas des systèmes dits hybrides). Toutefois, une spécificité des Codes des Hydrocarbures tient au fait que l'assiette et le taux de ces redevances sont en général définis par le contrat pétrolier et non par le Code des Hydrocarbures (même si des exceptions existent : par exemple, le Code des Hydrocarbures de 2005 de l'Algérie définit l'assiette et celui de 1999 de la Tunisie définit le taux)¹⁰².

Les développements qui suivent concernent essentiellement le secteur minier. Toutefois, les questions soulevées en matière de définition d'une assiette objective pour les redevances présentent également une utilité en matière pétrolière.

Il faut bien garder à l'esprit que, dans la question du partage de la rente, l'augmentation des redevances semble être l'option la plus simple pour les pays en développement. En effet, le mécanisme des redevances, s'il repose sur une base d'imposition objective (*voir la discussion ci-dessous concernant les modalités de détermination de la base d'imposition des redevances proportionnelles*), est plus facile à administrer pour des administrations à faible capacité.

¹⁰¹ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'École des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁰² En Algérie, l'article 85 du Code Pétrolier de 2005 dispose que le taux de la redevance proportionnelle sur les quantités d'hydrocarbures extraites est fixé dans chaque contrat pétrolier tout en ne pouvant être inférieur à un minimum légal (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

En Côte d'Ivoire, selon le Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996), seul le titulaire d'un contrat de concession (mais non d'un contrat de partage de production) est tenu d'acquitter mensuellement une redevance proportionnelle à la production. L'article 69 du Code Pétrolier dispose que : « *Le taux de cette redevance ainsi que ses règles d'assiette et de recouvrement, qui peuvent être différents pour les hydrocarbures liquides et les hydrocarbures gazeux, sont précisés par le contrat de concession* ».

Au Gabon, l'article 216 du Code Pétrolier de 2014 dispose que : « *A compter de la déclaration de mise en production de chaque gisement d'hydrocarbures, chaque contracteur est assujéti à une redevance minière proportionnelle assise sur la production totale disponible d'hydrocarbures issue de la zone délimitée. Les taux de la redevance minière proportionnelle sont déterminés dans le contrat d'hydrocarbures dans les limites fixées comme suit :*

- *les taux ne peuvent être inférieurs à 13 % sans toutefois être supérieurs à 17 % pour les hydrocarbures produits dans une zone d'exploitation située en zone conventionnelle ;*
- *les taux ne peuvent être inférieurs à 9 % sans toutefois être supérieurs à 15 % pour les hydrocarbures produits dans une zone d'exploitation située en zone off-shore profond et très profond.»*

(Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

Toutefois, en Tunisie, l'article 101.2.3 du Code Pétrolier de 1999 définit le taux de la redevance proportionnelle en fonction du rapport (R), qui est le rapport entre les revenus nets cumulés et les dépenses totales cumulées (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>). L'article 101.2.2 précise que l'assiette est définie dans le contrat pétrolier.

En outre, il présente l'avantage de n'affecter que le secteur des industries extractives, contrairement à une hausse de l'impôt sur les bénéfices, et d'imposer –s'agissant des redevances proportionnelles– les sociétés dès qu'elles rentrent en production. Enfin, les redevances représentent déjà dans de nombreux pays du CREDAF la plus grande source de recettes dans le secteur minier.

a) Les redevances fixes et superficielles

Les titulaires de permis de recherche et permis d'exploitation, en matière minière et pétrolière, sont en principe assujettis au paiement d'un droit fixe au moment de leur attribution ou renouvellement. Juridiquement, ce droit est assimilable à un droit d'enregistrement.

Les titulaires de permis sont en outre soumis chaque année au paiement d'une redevance superficielle. Comme son nom l'indique, cette redevance est fonction de la superficie pour laquelle le permis a été délivré. La redevance superficielle s'analyse juridiquement comme la contrepartie d'un droit de louer un terrain appartenant à l'Etat, ce qui explique son caractère rémanent en fonction de la superficie octroyée. Le code peut prévoir que la redevance est accrue en fonction des renouvellements successifs¹⁰³.

En matière de recettes, le montant de ces redevances n'est généralement pas substantiel.

b) Les redevances proportionnelles

Contrairement aux redevances fixes et superficielles qui sont dues dès l'attribution d'un permis et, par conséquent, dès la phase de recherche ou de développement du cycle minier, les redevances dites « *proportionnelles* » ne sont dues qu'à partir du moment où l'activité extractive commence de manière effective, c'est-à-dire en phase de production.

Ces redevances proportionnelles sont généralement fonction de la valeur des minerais extraits. Leur taux varie, en principe, en fonction du type de minerai extrait (sauf en matière pétrolière où il est généralement fixé par le contrat comme indiqué précédemment). D'un point de vue économique, ces redevances s'analysent comme une sorte de taxe sur le chiffre d'affaire.

S'agissant d'une sorte de taxe sur le chiffre d'affaire, les redevances proportionnelles sont susceptibles de souffrir d'érosion fiscale si les règles déterminant leur assiette (y compris les déductions applicables), leur exigibilité (i) et leur taux (ii) sont mal définies. Au-delà des questions relatives à la définition des redevances, il faut relever que certains codes ont essayé d'utiliser les redevances comme un outil d'incitation à la transformation sur place pour créer davantage de valeur ajoutée dans le pays (iii).

(i) L'assiette et l'exigibilité des redevances proportionnelles

L'assiette des redevances qui est constituée par la valeur des minerais peut être déterminée de manières différentes selon l'ancienneté des codes en vigueur.

¹⁰³ Voir par exemple les articles 159-II et 160 du nouveau Code Minier de 2013 de la Guinée (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

Dans les codes les plus anciens, l'assiette des redevances est souvent basée sur le prix FOB¹⁰⁴ (*Free On Board* / Franco à Bord) des minerais exportés¹⁰⁵ ou sur le chiffre d'affaire du produit extrait vendu¹⁰⁶. Les redevances s'appliquent alors sur les exportations des minerais.

En outre, cette assiette est souvent diminuée de frais, tels que, par exemple, des coûts de transport et d'assurance. Cela peut conduire à une minoration importante de l'assiette si ces frais sont surévalués¹⁰⁷.

Dans d'autres dispositifs, l'assiette des redevances minières est constituée par la valeur des minerais extraits et la taxe est exigible non pas à l'exportation mais à la sortie carreau-mine (terme technique utilisé pour désigner l'entreposage des substances avant leur sortie de la mine)¹⁰⁸. Cette valeur est fonction du poids, de la teneur des minerais et d'un indice de prix applicable¹⁰⁹. Pour les lingots de métaux précieux, la valeur est fonction du poids du lingot (déterminé en principe à la pesée à la banque centrale) et de la pureté du métal précieux (sachant que, par exemple, un lingot d'or contient également un peu d'argent). Pour les pierres précieuses, la valeur des pierres est fonction de leur qualité et du nombre de carats.

¹⁰⁴ Les *incoterms* (*International Commercial Terms*), ou conditions internationales de vente, désignent les responsabilités et obligations des vendeurs et acheteurs en matière de commerce international, notamment pour ce qui concerne le chargement, le transport et l'assurance des marchandises. Ils définissent par exemple le lieu de transfert de risques.

Ainsi, sous l'*incoterm* FOB (*Free On Board*, Franco à bord), le fournisseur se charge du transport et de l'assurance jusqu'au port d'acheminement des marchandises (déclaration en douanes y comprise). Une fois les marchandises à bord, l'acheteur devient responsable du transport, de l'assurance et du déchargement des marchandises.

Lorsqu'un code minier se réfère au prix FOB, cela signifie, en pratique, que les redevances s'appliquent sur la valeur des marchandises au moment de leur transbordement sur les navires, c'est-à-dire hors coûts d'assurance et de transport à partir de ce point. À l'inverse, sous l'*incoterm* CIF (*Cost Insurance Freight* – CAF : Coût, assurance, fret), le vendeur aurait été responsable des marchandises jusqu'au port d'arrivée et la valeur CIF des marchandises aurait été augmentée des frais de transport et d'assurance jusqu'à ce point.

¹⁰⁵ En Mauritanie, l'article 108 du Code Minier de 2008 portant code minier dispose que le titulaire d'un permis d'exploitation est redevable d'une redevance calculée sur la valeur FOB du minerai exporté ou sur le prix de vente du produit résultant de la dernière transformation du minerai en Mauritanie si celui-ci est vendu en Mauritanie avant d'être exporté (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

¹⁰⁶ Par exemple, au Burkina Faso : voir le Décret N° 2010- 075/PRES/PM/MEF du 3 mars 2010 portant fixation des taxes et redevances minières modifié et complété par le Décret N°2010-819/PRES/PM/MEF du 31 décembre 2010.

Il faut noter que le Décret n'indique pas comment le chiffre d'affaire du produit extrait doit être calculé, ni si certaines charges sont déductibles.

¹⁰⁷ En RDC, le Code Minier de 2002 dispose que l'assiette de la redevance minière est calculée sur la base de la valeur des ventes réalisées, diminuée des frais de transport, des frais d'analyse se rapportant au contrôle qualité, des frais d'assurance et des frais de commercialisation (article 240 de la loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

Le code intègre implicitement une référence au principe de pleine concurrence car il est précisé, au même article, que le prix de vente doit être supérieur ou égal au prix qui pourrait être obtenu pour toute vente du produit à une entité non affiliée.

¹⁰⁸ Voir, par exemple, les articles 161 et suivants du nouveau Code minier de la Guinée de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

¹⁰⁹ Par exemple, pour les métaux, le « *London Metal Exchange* » (LME).

D'autres pays peuvent faire appel à des dispositifs hybrides qui utilisent un prix de référence duquel ils déduisent un certain nombre de frais ou une valeur forfaitaire déterminée sur la base d'un prix FOB¹¹⁰.

Dans les Codes des Hydrocarbures, l'assiette des redevances proportionnelles est en principe définie dans le contrat pétrolier (*voir l'introduction de la Section II.C.1. ci-dessus*), bien que certains codes fixent des règles pour déterminer l'assiette de la redevance (elle est normalement fonction des quantités extraites desquelles est retranchée la production consommée, réinjectée ou perdue)¹¹¹.

La définition de l'assiette des redevances est une question difficile car sensible aux questions d'érosion de la base imposable. Elle devrait idéalement être fonction des capacités du pays en matière de gestion et de contrôle de l'impôt. Pour les pays les plus fragiles, il pourrait être envisageable de définir cette assiette de la manière la plus objective possible.

¹¹⁰ Par exemple, au Gabon, l'article 283 du Code Minier de 2015 (Loi n°017/2014 du 30 janvier 2015 portant réglementation du secteur minier en République gabonaise) dispose que la valeur taxable de la redevance proportionnelle est :

- pour les exportations, égale au prix de cession « officiel » diminué des frais supportés entre le carreau-mine jusqu'au point d'exportation ;
- pour les ventes locales : égale au prix de vente diminué des frais y afférents.

Une Commission Technique Paritaire est chargée de déterminer le prix de cession dit « officiel » (article 284 du Code Minier de 2015). Ce prix doit refléter le prix réel du marché à l'exportation dans des ventes commerciales de minerais de même qualité entre vendeurs et acheteurs indépendants. Il est publié par l'Etat pour chaque type de minerai.

Les frais déductibles pour les besoins du calcul de la base d'imposition s'entendent : des frais et droits de sortie, des frais de transport, des frais d'analyse (contrôle qualité du minerai) et des frais de vente (article 285 du Code Minier de 2015).

Lorsque ces frais ne peuvent être déterminés sur la base des frais réels, la base d'imposition de la redevance proportionnelle est égale à :

- 70% du prix FOB pour les exportations ;
- ou 60% du prix de cession pour les ventes locales.

¹¹¹ En Algérie, l'article 26 du Code Pétrolier de 2005 dispose que : « Cette redevance est établie sur la base des quantités d'hydrocarbures produites et décomptées après les opérations de traitement au champ, au point de mesure.

Sont exclues pour le calcul de cette redevance les quantités d'hydrocarbures qui sont :

- soit consommées pour les besoins directs de la production ;
- soit perdues avant le point de mesure ;
- soit réintroduites dans le ou les gisement(s), à condition que ce ou ces gisement(s) ait(ent) fait l'objet d'un seul et même contrat.

Les quantités d'hydrocarbures consommées ou perdues, qui sont exclues du calcul de la redevance, doivent être limitées à des seuils techniquement admissibles, prévus dans le plan de développement approuvé par l'agence nationale pour la valorisation des ressources en hydrocarbures (ALNAFT). » (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

En effet, définir l'assiette en fonction du prix de vente des exportations va confronter le pays à des problématiques similaires à celles existant en matière de prix de transfert. L'Administration devra en effet être en mesure de vérifier que le prix de vente pratiqué, souvent entre sociétés affiliées membres d'un même groupe, est conforme au prix de pleine concurrence, c'est-à-dire au prix pratiqué entre deux sociétés indépendantes sur le marché libre. Il s'agit d'un véritable défi pour des administrations aux ressources limitées. Pour la même raison, le contrôle de l'évaluation des frais et coûts admis en déduction de cette assiette imposable peut se révéler difficile, en particulier lorsqu'il s'agit de coûts d'assurance ou de commercialisation.

Pour l'ensemble de ces raisons, il pourrait apparaître plus sage, pour une Administration aux ressources limitées en matière de contrôle, de déterminer l'assiette des redevances en se référant à une évaluation objective en fonction des cours de la matière première sur un marché coté (par exemple le « *London Metal Exchange* » / LME), plutôt que de l'estimer de façon subjective, c'est-à-dire sur le prix de vente des minerais.

(ii) *Le taux des redevances proportionnelles (fixe ou indexé)*

S'agissant de redevances proportionnelles – aussi appelées « *redevances ad valorem* », la base d'imposition de ces redevances est soumise à un taux. Ce taux était généralement fixe dans les anciennes générations de codes miniers. Cela pouvait générer des frustrations en matière de recettes publiques car, en période de hausse des cours, un taux fixe se révélait favorable à l'investisseur dans le partage de la rente minière avec l'Etat (même si, mécaniquement, une partie de cette dernière était captée dans la mesure où un accroissement des prix entraînait un accroissement corrélatif de la base d'imposition des redevances).

Les nouveaux codes miniers ont généralement essayé de remédier à ce problème en mettant en place un mécanisme d'indexation des redevances qui est fonction de la hausse des cours des matières premières. Ce mécanisme peut prendre des formes diverses, plus ou moins sophistiquées.

Par exemple, en Afrique du Sud, depuis 2008¹¹², le mode de calcul du taux des redevances proportionnelles est basé sur une formule mathématique, ce qui conduit à le faire varier en fonction du degré de profitabilité de l'exploitation¹¹³.

Cela permet de garantir à l'État des revenus accrus sur les exploitations les plus rentables sans décourager celles de plus faible envergure. En pratique, le taux va aller jusqu'à 0% pour les exploitations les moins rentables et peut tendre jusqu'à un maximum de 5% pour les substances minières transformées ou 7% pour les substances minières brutes.

¹¹² Article 4 du « *Mineral and Petroleum Resources Royalty Act, 2008* » du 24 novembre 2008 qui vient compléter le « *Mineral and Petroleum Resources Development Act* » plusieurs fois amendé.

¹¹³ La formule mathématique diffère selon que les substances minières cédées sont des substances brutes ou raffinées.

Pour les substances minières brutes, le pourcentage de la redevance est égal à $0,5 + (\text{bénéfice avant déduction des intérêts et impôts} / (\text{montant brut des ventes de substances minières} \times 9)) \times 100$. Le pourcentage ne peut toutefois excéder 7 %.

Pour les substances minières transformées, le pourcentage est égal à $0,5 + (\text{bénéfice avant déduction des intérêts et impôts} / (\text{montant brut des ventes de substances minières} \times 12,5)) \times 100$. Le pourcentage ne peut toutefois excéder 5 %.

Mathématiquement, le ratio ainsi défini va s'approcher de 0 lorsque l'exploitation de la mine va devenir marginale. Inversement, le ratio va augmenter en période de hausse des cours des matières premières (sans pouvoir dépasser le pourcentage maximum fixé).

Ce mécanisme particulièrement sophistiqué est intéressant mais reste pleinement dépendant du calcul du bénéfice net qui est utilisé pour les besoins de la formule mathématique. En pratique, tout dépend de la capacité de l'Administration fiscale à contrôler le chiffre d'affaire de la société, et notamment à faire face aux problématiques en matière de prix de transfert. On se retrouve dans une problématique similaire à celle de la définition de l'assiette de la redevance proportionnelle.

Le Niger a, dans son Code Minier de 2006, mis en place un mécanisme de redevance indexé en fonction du résultat d'exploitation de la société minière (voir ci-dessous). En théorie, ce mécanisme permettait de faire varier le taux des redevances par paliers de 5,5% à 9% puis à 12%. En pratique, il semble que les autorités nigériennes n'aient jamais réussi à appliquer que le taux minimum de 5,5%.

Le Québec dispose d'un mécanisme particulier, appelé « *impôt minier* », similaire à une redevance appliquée sur le chiffre d'affaires, fonction de la profitabilité de la mine, mais qui est combinée à un impôt minimum. Il faut rappeler que, au Canada, ce sont les Provinces qui peuvent décider d'appliquer une redevance et non le pouvoir fédéral.

L'« *impôt minier* » québécois est égal au plus élevé des deux montants entre¹¹⁴ :

- un impôt minier minimum sur la valeur de la production à la tête du puits (la tête du puits est la partie du puits de la mine qui émerge à la surface, ce qui signifie que la valeur ajoutée par les activités de traitement est exemptée de l'« *impôt minier* ») qui s'élève à 1% sur les premiers 80 millions de dollars canadiens et 4% sur l'excédent¹¹⁵ ;
- et un impôt minier progressif sur le profit annuel dont les taux varient de 16% à 28% en fonction de la marge bénéficiaire de l'exploitant. Cette marge est le rapport entre le profit minier de l'exploitant et le total de la valeur brute de la production annuelle pour l'ensemble des mines qu'il exploite (lorsque la marge est de 0% à 35%, le taux est de 16% ; lorsque la marge est supérieure à 35% mais inférieure à 50%, le taux est de 22% ; lorsque la marge est supérieure à 50%, le taux est de 28%)¹¹⁶. La méthode de calcul du profit annuel est effectuée mine par mine : les pertes relatives à une mine ne peuvent réduire les profits d'une autre mine.

¹¹⁴ Loi sur l'impôt minier du Québec,

<http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/ShowDoc/cs/l-0.4>,

voir aussi les commentaires suivants :

http://www.finances.gouv.qc.ca/documents/Autres/fr/AUTFR_NouveauRegimeImpotMinier.pdf

et les Bulletins d'information 2013-4 et 2013-14 :

http://www.finances.gouv.qc.ca/documents/bulletins/fr/BULFR_2013-4-f-b.pdf

et

http://www.finances.gouv.qc.ca/documents/bulletins/fr/BULFR_2013-14-f-b.pdf

¹¹⁵ Revenu Québec :

<http://www.revenuquebec.ca/fr/entreprises/obligationsparticulieres/impotminier/calculimpotminierminimum/default.aspx>

¹¹⁶ Énergie et Ressources Naturelles Québec :

<http://mern.gouv.qc.ca/mines/fiscalite/fiscalite-taux-imposition.jsp>

En matière pétrolière, si le taux des redevances proportionnelles est en principe défini dans le contrat pétrolier (voir l'introduction de la Section II.C.1. ci-dessus), certains pays, comme la Tunisie, appliquent un dispositif similaire à celui du Niger où le taux des redevances est fonction d'un rapport R. R est le rapport des revenus nets cumulés sur les dépenses totales cumulées pour chaque contrat¹¹⁷.

Il faut noter que le paiement des redevances en Tunisie peut être effectué en nature ou en numéraire¹¹⁸.

La méthode de calcul du taux des redevances proportionnelles prévue par le Code Minier du Niger de 2006 ¹¹⁹ :

Au Niger, la redevance minière est liquidée à l'occasion de la sortie du stock en vue de la vente.

Le taux de la redevance minière est calculé en fonction d'une formule spécifique, fonction du résultat d'exploitation, où :

- A = les produits d'exploitation (il s'agit notamment des ventes enregistrées au cours de l'exercice) ;
- B = le résultat d'exploitation (il s'agit classiquement de la différence entre les produits d'exploitation et les charges d'exploitation).

A et B sont calculés conformément au plan comptable en vigueur au Niger.

On utilise un ratio C fonction de A et de B. Ce ratio est le suivant : $C = B/A$ (%) :

- lorsque C est inférieur ou égal à 20%, le taux de la redevance minière est fixé à 5,5% ;
- lorsque C est supérieur à 20% et inférieur à 50%, le taux de la redevance minière est fixé à 9% ;
- lorsque C est supérieur ou égal à 50%, le taux de la redevance minière est fixé à 12%.

¹¹⁷ En Tunisie, l'article 101.2.3 du Code Pétrolier de 1999 définit le rapport (R) comme le rapport entre les revenus nets cumulés et les dépenses totales cumulées (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

Les revenus nets cumulés s'entendent de la valeur de la production de tous les exercices fiscaux (c'est-à-dire le chiffre d'affaire pour chaque contrat) moins les impôts et taxes (dont la redevance ou l'impôt sur les bénéfices) cumulés.

Les dépenses totales cumulées s'entendent de la somme de toutes les dépenses d'exploration, de développement et les dépenses d'exploitation.

Les taux applicables sont déterminés sur la base du rapport (R). Ces derniers sont fixés par paliers avec un minimum de 2% et un maximum de 15% pour les hydrocarbures liquides. L'article 101.2.4 dispose que : « Les taux de la redevance proportionnelle, variables avec le rapport (R) comme indiqué ci-dessus, sont les suivants :

- a) Pour les Hydrocarbures liquides :
 - 2 % pour R inférieur ou égal à 0,5
 - 5 % pour R supérieur à 0,5 et inférieur ou égal à 0,8
 - 7 % pour R supérieur à 0,8 et inférieur ou égal à 1,1
 - 10 % pour R supérieur à 1,1 et inférieur ou égal à 1,5
 - 12 % pour R supérieur à 1,5 et inférieur ou égal à 2,0
 - 14 % pour R supérieur à 2,0 et inférieur ou égal à 2,5
 - 15 % pour R supérieur à 2,5.»

¹¹⁸ Article 101.2.1 du Code Pétrolier de 1999 de la Tunisie.

¹¹⁹ Voir l'article 84 de la Loi n°2006-26 du 9 août 2006 et les articles 71 et suivants du Décret n°2006-265/PRN/MM/E du 18 août 2006.

D'autres pays ont, depuis, eu une approche plus simple mais également plus facile à mettre en place et qui semble avoir fait école en Afrique de l'Ouest en matière minière. Ainsi, le Burkina Faso a modifié le taux des redevances proportionnelles en 2010 en l'indexant sur le cours de l'or ou des métaux précieux : le taux des redevances proportionnelles n'est plus fixe (il était auparavant de 3% puis de 5%) mais il est indexé. Le taux standard de 3% passe à 4% lorsque le prix de l'once est entre 1000 et 1300 USD et à 5% au-dessus de 1300 USD¹²⁰. La Mauritanie a adopté une approche similaire en 2012 : le taux de la redevance applicable varie, en fonction de la hausse des cours, entre 2,5% et 4% pour le fer, entre 3% et 5% pour le cuivre et entre 4% et 6,5% pour l'or (voir ci-dessous). La Côte d'Ivoire a également suivi cet exemple en 2014 : le taux des redevances portant sur l'or est indexé entre 3% et 6%¹²¹.

L'indexation des redevances proportionnelles portant sur le fer, le cuivre et l'or en Mauritanie :

En Mauritanie, une loi a modifié, en 2012, l'article 108 du Code Minier de 2008 pour indexer le taux des redevances portant sur le fer, le cuivre et l'or¹²².

Il est intéressant de noter que cette loi mentionne expressément un prix de référence pour la détermination des cours en fonction desquels varie le taux applicable.

Pour le fer, le taux applicable est de 2,5% si le minerai est transformé en acier en Mauritanie.

En revanche, si le minerai est destiné à l'exportation, il est de :

- 2,5% si le prix est inférieur à 100 USD par tonne métrique ;
- 3% si le prix est compris entre 100 USD et 150 USD par tonne métrique ;
- 3,5% si le prix est compris entre 150 USD et 200 USD par tonne métrique ;
- 4% si le prix est supérieur à 200 USD par tonne métrique.

Le prix de référence est le prix TSI (« *The Steel Index* »).

¹²⁰ Décret N°2010-819/PRES/PM/MEF du 31 décembre 2010 modifiant le Décret N° 2010- 075/PRES/PM/MEF du 3 mars 2010 portant fixation des taxes et redevances minières.

¹²¹ En Côte d'Ivoire, le Code Minier de 2014 (articles 151 à 153 de la Loi n° 2014-138 du 24 mars 2014 portant code minier et article 5 de l'Ordonnance du 26 mars 2014) dispose que le taux de la redevance proportionnelle applicable sur l'or est de :

- 3% lorsque le prix de vente de l'once d'or est inférieur ou égal à 1000 USD ;
- 3,5% lorsque le prix de vente de l'once d'or est supérieur à 1000 USD et inférieur ou égal à 1300 USD ;
- 4% lorsque le prix de vente de l'once d'or est supérieur à 1300 USD et inférieur ou égal à 1600 USD ;
- 5% lorsque le prix de vente de l'once d'or est supérieur à 1600 USD et inférieur ou égal à 2000 USD ;
- 6% lorsque le prix de vente de l'once d'or est supérieur à 2000 USD.

¹²² Article 108 nouveau de la loi n° 2012.014 abrogeant et remplaçant certaines dispositions de la loi 2008-011 du 27 avril 2008, modifiée par la Loi n°2009- 026 du 7 avril 2009, portant code minier. La dernière révision du Code Minier mauritanien intervenue en 2014 n'est pas venue modifier cette disposition (Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

Pour le cuivre, le taux applicable est de :

- 3% si le prix est inférieur à 6000 USD la tonne ;
- 3,5% si le prix est compris entre 6000 USD et 7000 USD par tonne ;
- 4% si le prix est compris entre 7000 USD et 8000 USD par tonne ;
- 4,5% si le prix est compris entre 8000 USD et 9000 USD par tonne ;
- 5% si le prix est supérieur à 9000 USD par tonne.

Le prix de référence est le prix moyen trimestriel LME (« *London Metal Exchange* ») pour les contrats d'achat sur trois mois.

Pour l'or, le taux applicable est de :

- 4% si le prix est inférieur à 1000 USD l'once ;
- 4,5% si le prix est compris entre 1000 USD et 1200 USD l'once ;
- 5% si le prix est compris entre 1200 USD et 1400 USD l'once ;
- 5,5% si le prix est compris entre 1400 USD et 1600 USD l'once ;
- 6% si le prix est compris entre 1600 USD et 1800 USD l'once ;
- 6,5% si le prix est supérieur à 1800 USD l'once.

Le prix de référence est le cours de l'or selon la cotation de la place de Londres (« *fixing* ») de l'après-midi.

Il faut remarquer que la loi mauritanienne n'indique pas toujours clairement, pour le calcul de l'indexation si on réfère à un prix égal ou strictement supérieur à la valeur donnée. C'est un point auquel il importe de prêter attention pour éviter une discussion relative à l'interprétation de la loi et tout contentieux quant au taux applicable.

En conclusion, il pourrait apparaître pertinent, pour une Administration aux moyens limités en matière de contrôle, d'indexer le taux des redevances en fonction des cours des matières premières sur un marché coté (par exemple le « *London Metal Exchange* » / LME).

(iii) Redevances proportionnelles et incitations à la transformation sur place

Une des difficultés liées à l'exploitation des industries extractives dans les pays en développement est que ces pays exportent principalement le minerai à l'état brut. Il en ressort que la valeur ajoutée est essentiellement apportée par les entreprises étrangères qui transforment ce minerai brut. Par exemple, la RDC –qui est le plus gros exportateur de cobalt au monde– l'exporte principalement sous forme de minerai brut. De la même manière, les exportations de bauxite de la Guinée sont transformées en aluminium à l'étranger.

Sans les industries de transformation qui ajoutent de la valeur, l'exploitation minière crée moins d'emplois, contribue moins à la croissance du PIB et donc génère moins de recettes. C'est la raison pour laquelle on peut s'interroger sur la pertinence d'un dispositif fiscal incitatif qui permettrait de faciliter la transformation des minerais en produits semi-finis ou finis dans le pays d'extraction, et au-delà le développement d'un tissu industriel dans le pays.

Dans les pays membres du CREDAF d'Afrique sub-saharienne, les codes miniers suivent généralement trois approches différentes. L'incitation peut prendre la forme : soit d'un taux de redevance minoré pour les minerais transformés dans le pays¹²³, soit d'une taxe à l'exportation additionnelle pour les minerais non transformés dans le pays¹²⁴, soit d'un crédit d'impôt¹²⁵.

Il convient toutefois de relativiser l'effet de ces incitations fiscales. Ces dernières seront sans effet si le pays ne dispose pas des ressources nécessaires à la transformation du minerai brut. Par exemple, il est nécessaire pour transformer de l'alumine en aluminium de disposer d'importantes ressources en électricité. Or, la capacité de production électrique de certains pays en développement est parfois insuffisante pour satisfaire les besoins civils de leur population. Dans l'hypothèse d'un pays riche en minerais de fer, la transformation du fer en fonte ou en acier nécessiterait d'importantes ressources en charbon ainsi que la création d'infrastructures lourdes telles que des hauts-fourneaux.

Au Québec, il faut noter que le gouvernement peut exiger, au moment de l'attribution du titre minier (appelé « *bail* ») –et à condition qu'il justifie de motifs raisonnables– la maximisation des retombées économiques en territoire québécois de l'exploitation des ressources minérales autorisées en vertu de ce titre minier¹²⁶.

2. Le partage de production

Le Contrat de partage de production (CPP) ou « *Production-Sharing Agreement* » (PSA) ou encore « *Production-Sharing Contract* » (PSC), est un accord passé entre une (ou plusieurs) compagnie pétrolière et un gouvernement hôte sur un secteur géographique donné (bloc), selon lequel cette compagnie assume les coûts et les risques associés à l'exploration et à l'exploitation du projet, en échange d'une part de la production à venir.

L'un des principes fondamentaux qui a présidé la création du CPP est l'affirmation de la propriété de l'Etat sur tout ce que le contractant peut découvrir, acheter, construire et produire.

¹²³ En Mauritanie, l'article 108 modifié en 2012 du Code Minier de 2008 applique un taux de redevance minière inférieur à l'acier transformé en Mauritanie (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

¹²⁴ En Guinée, cette incitation à la transformation sur place prend la forme d'une taxe à l'exportation qui ne s'applique que sur l'exportation de minerais exportés à l'état brut sans avoir été préalablement transformés en produits finis ou semi finis en Guinée. Les produits transformés en sont donc exemptés : voir l'article 163 du nouveau Code minier de la Guinée de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

Au Gabon, l'article 300 du Code Minier de 2015 prévoit que se rajoute à la redevance proportionnelle une taxe à l'exportation. Cette taxe additionnelle est supposée être régressive de 0 à 5% en fonction du degré de transformation du minerai. L'article précise toutefois que ce taux est arrêté dans la convention minière. La taxe additionnelle ne s'applique pas aux minerais non soumis à l'obligation de transformation locale qui sont définis par voie réglementaire. (Loi n°017/2014 du 30 janvier 2015 portant réglementation du secteur minier en République gabonaise).

¹²⁵ En RDC, l'article 243 du Code Minier de 2002 dispose que le titulaire du titre minier bénéficie d'un crédit d'impôt égal à un tiers de la redevance minière payée sur les produits vendus à une unité de transformation établie sur le territoire national (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier).

¹²⁶ Energie et Ressources Naturelles Québec : <http://mern.gouv.qc.ca/mines/titres/titres-exploitation.jsp>

Le contractant conduit, à son propre risque, des travaux d'exploration sur un domaine pétrolier et supporte l'intégralité du risque d'exploration ; il n'a droit à aucun remboursement en cas d'exploration sèche. En cas d'exploration positive, il peut développer et produire les hydrocarbures découverts. Le gouvernement hôte peut choisir de recevoir sa rémunération de différentes manières, la méthode la plus courante consistant à percevoir sa part en nature dans le partage du profit.

Les CPP ont évolué et il en existe aujourd'hui de nombreuses versions différentes qui se ressemblent dans leur concept de base qui est le partage du profit.

Un contrat de partage de production peut inclure une option de participation de l'Etat.

a) *La détermination du « cost oil »*

Le « *cost oil* » est la part de production allouée à la compagnie pétrolière afin de lui permettre de recouvrer les frais qu'elle a engagés pour ses activités dans le cadre du contrat pétrolier. La plupart des Etats plafonnent la quantité de pétrole produite qui peut être allouée au recouvrement des coûts : c'est le « *cost-stop* ». Par exemple, le Code des Hydrocarbures du Gabon de 2014 prévoit un « *cost stop* » de 65% de la production pour la zone conventionnelle et de 75% pour l'offshore profond et très profond¹²⁷.

Selon les dispositions de la plupart des CPP, l'ordre de récupération des dépenses effectuées dans le cadre des investissements et autres coûts pétroliers est le suivant :

- dépenses d'exploitation (OPEX) ;
- dépenses de développement (CAPEX) ;
- dépenses d'exploration (CAPEX) ;
- provisions relatives à la réhabilitation du site à la fin de l'exploitation.

Il peut être prévu que les dépenses d'exploration soient récupérées avant les dépenses de développement.

Les dépenses excédant le « *cost-stop* » au cours d'une année sont reportées sur les années suivantes jusqu'au recouvrement total des coûts pétroliers.

Le plus souvent, le « *cost oil* » est récupéré par les compagnies nationales avec une majoration (« *uplift* »). Cette majoration est constituée par un taux forfaitaire appliqué au montant des CAPEX.

Ainsi, en Côte d'Ivoire, l'article 16.2 du contrat-type de partage de production d'hydrocarbures prévoit que « *Le contracteur bénéficiera d'un crédit d'investissement de quinze pour cent (15%) appliqué aux dépenses de développement effectivement réalisées dans le cadre de l'exécution du plan de développement initial approuvé par le gouvernement [...]* ».

¹²⁷ Article 66 du Code Pétrolier du Gabon de 2014 : « *Les coûts pétroliers cumulés sont récupérés par le contracteur selon les modalités définies dans le contrat de production et de partage de production. Le taux plafond du droit à récupération de la production nette annuelle ne saurait excéder :*

- *65 % pour la zone conventionnelle ;*
- *75 % pour la zone off-shore profond et très profond »*

(Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

Le crédit d'investissement sera ajouté aux dépenses de développement que le contracteur aura le droit de recouvrer au titre des coûts pétroliers ». Le Code des Hydrocarbures algérien prévoit un « uplift » de 15% ou 20% en fonction de la zone d'investissement¹²⁸.

b) La détermination et le partage du « profit oil » :

La production sert à récupérer les coûts passés (« cost-oil ») et à dégager des profits appelés « profit-oil » qui vont être partagés entre le contractant et l'Etat sur la base de taux fixes. Ces modalités de partage sont fixées par le contrat de partage même si certains codes peuvent prévoir un minimum pour la part revenant à l'État. Par exemple, le Code des Hydrocarbures du Gabon de 2014 fixe un minimum de « profit oil » pour l'État de 55% pour la zone conventionnelle et de 50% pour la zone offshore profond et très profond¹²⁹.

La part de l'État dans le « profit oil » peut être considérée comme une sorte de taxe sur la production nette cumulée depuis le début de l'exploitation du gisement. Elle est généralement versée en nature mais peut également l'être en numéraire. Dans plusieurs Codes Pétroliers, le versement de la part de l'État est considérée comme libératoire de l'impôt sur les bénéfices (ce dernier restant en théorie dû mais étant acquitté par l'attribution de cette part de production)¹³⁰.

En Indonésie, où a été créé le contrat de partage de production en 1966¹³¹, la Compagnie Nationale, PERTAMINA, avait le monopole des droits d'exploration pétrolière et aucune concession ne pouvait donc être attribuée. PERTAMINA a fondé le contrat de partage de production sur la base suivante : en tant qu'entrepreneur, la compagnie pétrolière récupérait les frais engagés sur un maximum de 40% de la production (« cost-oil ») et le solde de production (« profit oil ») était partagé entre PERTAMINA (60%) et l'entrepreneur (40%). Les coûts qui dépassaient le plafond de « cost-oil » (« cost-stop ») étaient recouvrables les mois suivants selon un système de report perpétuel jusqu'à ce qu'ils soient entièrement récupérés. Certains pays, dans un souci d'encourager l'exploration ont relevé le niveau du « cost-stop » (jusqu'à 80% dans certains pays comme en Côte d'Ivoire¹³²).

Les CPP ont évolué depuis et prévoient le plus souvent des systèmes de taux multiples et progressifs de partage du « profit oil ».

¹²⁸ Article 87 du Code Pétrolier de 2005 de l'Algérie (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la Loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

¹²⁹ Voir les articles 68 et 88 Code Pétrolier de 2014 du Gabon (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>). Toutefois, ces articles prévoient également que l'État peut, à la signature du contrat, se réserver le droit de recourir à tout autre mode de calcul reconnu dans l'industrie des hydrocarbures pour déterminer le taux de partage de la production restante.

¹³⁰ Voir, par exemple, l'article 172 du Code Pétrolier du Congo (Brazzaville) de 2016 (Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant Code des hydrocarbures) et, pour la Côte d'Ivoire, l'article 17.2 du contrat-type de partage de production d'hydrocarbures.

¹³¹ Jean-Pierre Angelier (2008), « L'évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier », Liaison énergie francophonie, 2008, pages 23-26, <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00339299/document>

¹³² Voir l'article 21.1.5 du contrat-type de partage de production d'hydrocarbures de la Côte d'Ivoire.

Si les coûts recouvrables réels sont inférieurs au plafond de « *cost-oil* », on parle d'« *excess oil* ». En général, cet excédent est considéré comme du « *profit-oil* » et partagé entre les parties suivant leurs quotes-parts respectives. Mais, dans certains contrats, les règles de partage de l'« *excess oil* » sont différentes de celles du « *profit-oil* » (avec une part plus grande pour l'Etat pouvant aller jusqu'à 100%).

Un des enjeux de la négociation est la détermination des parts de « *profit oil* » revenant à l'Etat et à l'opérateur. Ces taux varient selon les termes de chaque contrat.

Le « *profit-oil* » peut également être réparti à l'aide d'une « *échelle mobile* » conçue pour augmenter la part de l'Etat, à mesure que le projet parvient à satisfaire différents critères de production et fiscaux. L'« *échelle mobile* » destinée à calculer les redevances et la répartition du « *profit oil* » peut utiliser les facteurs suivants :

- le niveau de production du champ pétrolier ;
- la production cumulée ;
- le facteur R ;
- la combinaison de deux ou plusieurs critères précédents.

Le facteur R est, en principe, le rapport entre les revenus du contractant et ses dépenses. En principe, la totalité des revenus du contractant est mise au numérateur tandis que seuls les investissements de développement sont portés au dénominateur. Dans une version plus souple, la totalité des dépenses est inscrite au dénominateur, y compris notamment les OPEX.

Le Code des Hydrocarbures de 2005 de l'Algérie fait appel à deux facteurs R actualisés, R1 et R2 (ratios de profits sur dépenses d'investissement, actualisés respectivement au taux de 10% et de 20%), pour définir une échelle mobile en fonction de laquelle le taux de « *profit oil* » sera déterminé en multipliant un taux fixe par R2 (le résultat de la multiplication ne pouvant être inférieur à 20%, ni supérieur à 70%)¹³³.

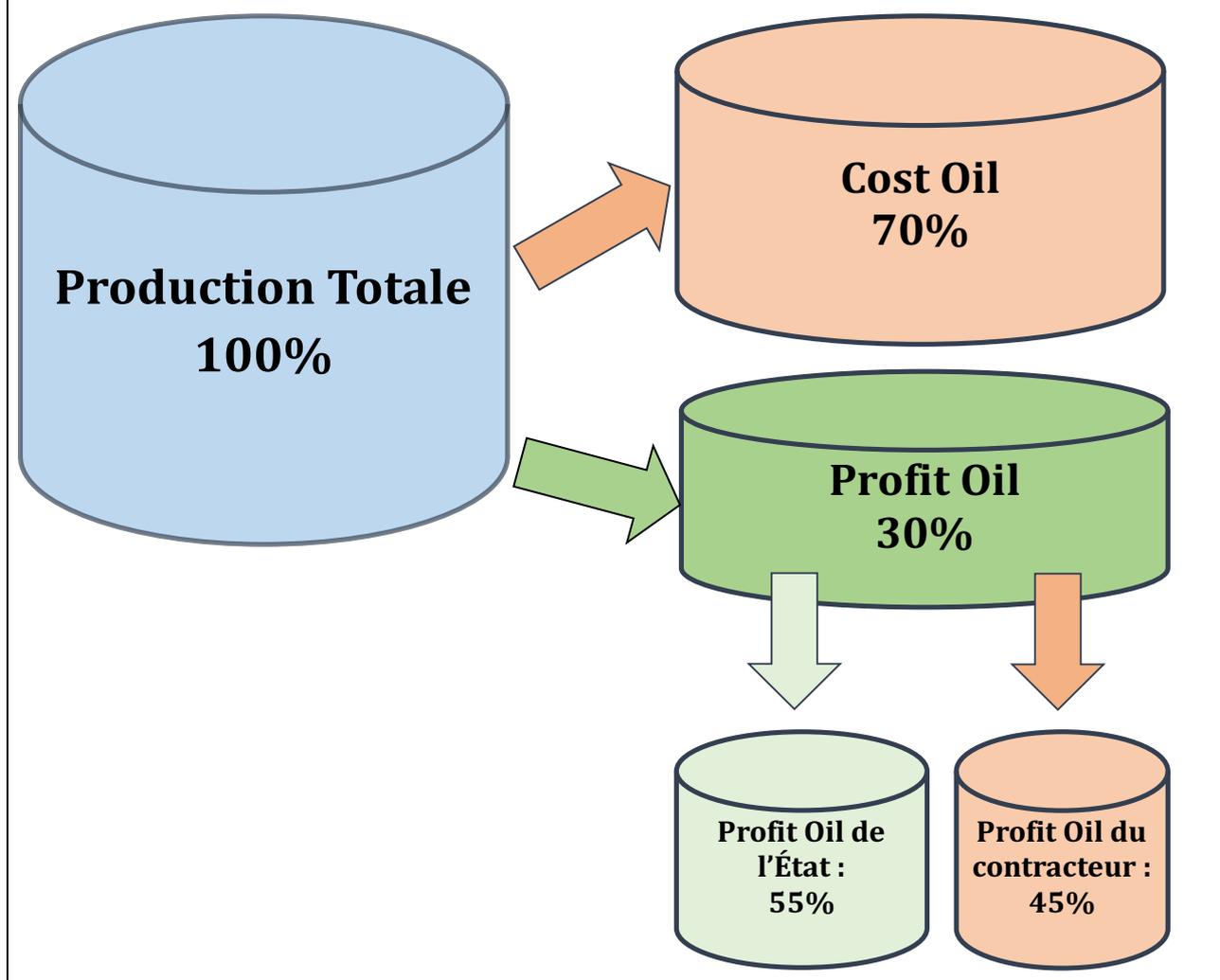
Des mécanismes encore plus élaborés sont adoptés parfois, avec des formules assez complexes impliquant des calculs mathématiques. C'est le cas lorsque sont pris en comptes les facteurs suivants :

- le taux de rendement interne (TRI ou IRR) ;
- le facteur H qui prend en compte le cours du baril de pétrole brut.

Dans tous les cas, l'objectif recherché est l'équilibre dans le partage et l'encouragement des investissements.

¹³³ Articles 86 à 87 bis du Code Pétrolier de 2005 de l'Algérie relatifs à la Taxe sur le Revenu Pétrolier (TRP) (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

Exemple schématique d'un partage de production :



3. Autres formes de prélèvements

A côté des instruments fiscaux traditionnels, tels que les impôts directs ou indirects et les redevances ou le contrat de partage de production, les lois minières ou pétrolières peuvent prévoir d'autres instruments pour prélever des recettes. Il peut s'agir de bonus de signature ou de production (a), de taxes sur les superprofits (b), de prises de participation gratuites dans les sociétés exploitantes (c), de remises des infrastructures à la fermeture de la mine (d) ou de fonds de soutien à la formation ou au développement local (e).

a) *Les bonus de signature et de production*

Le bonus de signature¹³⁴ est, en principe, un montant forfaitaire que l'investisseur verse à l'État en contrepartie de l'octroi d'un titre minier ou de la signature d'une convention. Ce montant est généralement fonction de la probabilité de la découverte des ressources naturelles, de l'accessibilité de la zone et de l'existence d'infrastructures.

¹³⁴ Voir par exemple l'article 33 du Code Minier de 2002 de la RDC qui prévoit le versement d'un bonus de signature dans le cadre de la réponse à appel d'offre pour l'octroi des droits miniers ou de carrière (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002).

Le bonus est parfois exigé en cas de reprise d'une mine précédemment en exploitation. Dans cette hypothèse, il trouve sa justification dans le fait que les réserves du gisement sont connues et qu'un certain nombre d'équipements et installations ont été construites.

Certains pays n'imposent pas directement des bonus de signature. Les codes miniers des pays membres du CREDAF n'en font en principe pas état, contrairement aux codes pétroliers. Toutefois, le paiement pour l'attribution d'un permis dans le cadre d'une vente aux enchères peut être assimilé à un bonus de signature.

Dans tous les cas, les bonus de signature s'analysent comme des prélèvements anticipés sur la rente minière ou pétrolière.

En revanche, le bonus de production consiste en un versement dû lorsque la production atteint un seuil déterminé (en termes de quantités cumulées). En Côte d'Ivoire, l'article 1057 du CGI, dans son Livre V relatif à la fiscalité pétrolière, stipule que : « *les bonus, liés à certains seuils de production à atteindre pendant trente jours consécutifs, sont exigibles trente jours après le dernier test de production* » et sont versés au service compétent de la Direction générale des Impôts¹³⁵. Par exemple, en matière pétrolière, le contrat fixe les sommes à verser lorsque la production atteint, pour la première fois, certains rythmes, généralement exprimés en barils/jours, pendant une période donnée¹³⁶. Certains pays prévoient également le versement de bonus en cas de renouvellement d'autorisations ou de modifications contractuelles¹³⁷.

Fiscalement, le bonus est en principe assimilé à des frais d'établissement, c'est-à-dire à des dépenses conditionnant l'existence ou le développement de l'entreprise, mais dont le montant ne peut être rapporté à des productions de biens ou de services déterminés. Par conséquent, le bonus est généralement traité comme une charge déductible de l'impôt sur les bénéfices mais n'est en principe pas traité comme un coût récupérable dans le calcul du « *cost oil* »¹³⁸.

¹³⁵ CGI de la Côte d'Ivoire : <http://www.dgi.cgici.com/indexs.htm>

¹³⁶ En Côte d'Ivoire, l'article 74 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996) dispose que : « *Le contrat pétrolier peut prévoir une prime dénommée « bonus de signature » que son titulaire s'oblige à verser à l'Etat pour la conclusion du contrat, ainsi qu'une prime dénommée « bonus de production » que le titulaire a l'obligation de verser à l'Etat en fonction des quantités d'hydrocarbures produites.* ».

¹³⁷ Au Gabon, le paragraphe 1 de l'article 213 du Code Pétrolier de 2014 dispose que : « *Le contrat d'hydrocarbures met à la charge du contracteur les bonus suivants :*

- *bonus de signature du contrat d'évaluation technique ;*
- *bonus de signature du contrat d'exploration ;*
- *bonus de signature du contrat d'exploration et de partage de production ;*
- *bonus de signature du contrat de production et de partage de production ;*
- *bonus d'extension de périodes de l'autorisation exclusive d'exploration ;*
- *bonus de renouvellement de l'autorisation exclusive de développement et d'exploitation ;*
- *bonus pour modifications contractuelles ;*
- *bonus de production ;*
- *bonus d'incitation à la performance. »*

Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>.

¹³⁸ Article 17.4 du [contrat-type de partage de production d'hydrocarbures de la Côte d'Ivoire](#).

Toutefois, certains codes pétroliers considèrent que le bonus ne peut pas être traité comme une charge déductible¹³⁹.

b) *Les taxes sur les superprofits*¹⁴⁰

Les économistes considèrent généralement que la redevance proportionnelle s'analyse comme un coût additionnel puisqu'elle consiste en une taxe sur le chiffre d'affaire qui s'applique quelle que soit l'évolution des coûts de production¹⁴¹. Les risques liés aux modifications de structure des coûts de production en cours de projet sont donc essentiellement supportés par l'investisseur. En revanche, en période de hausse des cours, l'Etat ne perçoit pas une proportion accrue de la rente marginale (sauf à mettre en place un système de redevance proportionnelle indexée – voir ci-dessus).

Des études ont réfléchi à la mise en œuvre d'une taxe sur la rente minière pour corriger cet effet asymétrique en captant une plus grande partie de la rente minière pour l'Etat en période de hausse des cours, tout en allégeant l'imposition des entreprises en cas d'accroissement de leurs coûts de production¹⁴² (voir l'encadré ci-dessous). En principe, l'assiette de cette taxe est égale à la valeur actuelle nette du projet, c'est-à-dire à la somme actualisée des flux nets de trésorerie de l'investisseur. Si la détermination de l'assiette de la taxe sur la rente est sensiblement différente de celle de l'impôt sur les bénéfices en raison d'un certain nombre de retraitements, elle souffre pour autant des mêmes faiblesses structurelles. En effet, dans la mesure où la taxe repose sur les flux de trésorerie, l'évaluation de l'assiette de la taxe pour un projet donné est très sensible aux problématiques existantes en matière d'imposition des bénéfices, en particulier ce qui concerne l'évaluation des charges ou des produits. En outre, certains coûts sont particulièrement difficiles à évaluer (en particulier les coûts associés à l'acquisition et l'utilisation des actifs corporels et incorporels, comme les informations obtenues lors des forages d'exploration par exemple). En somme, la mise en place d'une taxe sur la rente ne permettrait pas d'échapper aux problématiques existantes en matière de prix de transfert en ce qui concerne les transactions entre sociétés affiliées et au transfert des bénéfices pouvant en résulter (voir la Section III.A. ci-après pour ce qui concerne les problématiques prix de transfert).

¹³⁹ Au Gabon, le paragraphe 2 de l'article 213 du Code Pétrolier de 2014 dispose que : « *Les bonus ne constituent ni des coûts pétroliers ni des charges fiscalement déductibles. Ils sont négociables et déterminés en fonction de l'intérêt économique de la zone. Le paiement doit être effectué par chèque libellé à l'ordre du Trésor Public dans les délais fixés par le contrat de partage de production.* » Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>.

¹⁴⁰ Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁴¹ Alain Charlet, Bertrand Laporte et Grégoire Rota-Graziosi (2013), « *La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre* », Novembre 2013, Revue de Droit Fiscal n°48, http://www.lexisnexis.fr/droit-document/article/revue-droit-fiscal/48-2013/527_PS_RDF_RDF1348ET00527.htm#.WJz6uWVhSRs

¹⁴² FMI (2012), Département des finances publiques, « *Régimes fiscaux des industries extractives : conception et application* », 15 août 2012, <http://www.imf.org/external/french/np/pp/2012/081512f.pdf>

Le mécanisme théorique de la taxe sur la rente minière¹⁴³ :

Dans un système de taxe sur rente minière, l'assiette de la taxe est égale à la valeur actuelle nette du projet, c'est-à-dire à la somme actualisée des flux nets de trésorerie de l'investisseur.¹⁴⁴ L'assiette est donc composée de tous les revenus issus des ventes de la ressource moins toutes les dépenses réelles courantes (y compris les impôts, droits et taxes perçus en amont de cette taxe) ou de capital.

L'assiette de la taxe sur la rente et celle de l'impôt sur les bénéfices diffèrent principalement sur deux points. Tout d'abord, dans un système de taxe sur la rente, les intérêts et autres charges financières sont réintégrés à l'assiette afin que le calcul de la rente ne soit pas biaisé par la structure de financement de l'entreprise (par exemple, si cette dernière est sous-capitalisée). Ensuite, est déduite une part correspondant à la rentabilité du capital à laquelle on ajoute une prime de risque. Dans le secteur minier, on considère généralement que la rentabilité minimale doit être entre 5 % et 10 % pour que l'investisseur accepte d'investir.

Deux approches théoriques sont possibles concernant les modalités d'imposition de cette rente :

- le modèle traditionnel, la *Brown Tax*¹⁴⁵, où l'État doit reverser à l'investisseur le montant des pertes multiplié par le taux de la taxe dans les périodes de flux nets de trésorerie négatifs, typiquement les phases d'exploration et de développement ;
- la *Resources Rent Tax* qui fonctionne avec un mécanisme de report de déficits.

Au même titre que tous les autres impôts, la taxe sur la rente est en principe déductible du bénéfice imposable à l'impôt sur les bénéfices.

Parmi les grands pays miniers, l'Australie a appliqué, au 1^{er} juillet 2012, une taxe sur la rente qui s'appelait la « *Mining Resources Rent Tax* » (MRRT). Cette dernière concernait les projets d'extraction de fer et de charbon ainsi que de gaz de couche¹⁴⁶ en résultant¹⁴⁷. Toutefois, l'expérience n'a pas été couronnée de succès et la MRRT a été supprimée en 2014¹⁴⁸.

¹⁴³ Alain Charlet, Bertrand Laporte and Grégoire Rota-Graziosi (2013), « *La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre* », Novembre 2013, Revue de Droit Fiscal n°48, http://www.lexisnexis.fr/droit-document/article/revue-droit-fiscal/48-2013/527_PS_RDF_RDF1348ET00527.htm#.WJz6uWVhSRs

¹⁴⁴ FMI (2012), Département des finances publiques, « *Régimes fiscaux des industries extractives : conception et application* », 15 août 2012, <http://www.imf.org/external/french/np/pp/2012/081512f.pdf>

¹⁴⁵ Brown, E. Cary (1948), « *Business-income taxation and investment incentives* » dans « *Income, Employment and Public Policy: Essay in Honor of Alvin H. Hansen* », New York, Norton 1948.

¹⁴⁶ Le gaz de couche est communément dénommé gaz de charbon ou « *grisou* ».

¹⁴⁷ « *Minerals Resource Rent Tax Act 2012, n° 13, 2012 /An Act about a minerals resource rent tax, and for related purposes* » du 29 mars 2012.

¹⁴⁸ Communiqué du « *Australian Taxation Office* » : <https://www.ato.gov.au/General/New-legislation/In-detail/Other-topics/Repeal-of-MRRT-and-related-measures/Repeal-the-minerals-resource-rent-tax-law/>

Les résultats en termes de recettes ont été particulièrement décevants par rapport aux prévisions et la taxe s'est révélée lourde à gérer pour l'Administration comme pour les entreprises¹⁴⁹. Il faut toutefois souligner que la MRRT australienne ne visait pas à remplacer le système de redevances existant mais à le compléter. Elle a donc été assez mal accueillie par le secteur minier.

**Un exemple de taxe sur la rente minière :
la « *Mining Resources Rent Tax* » (MRRT) australienne :**

La MRRT mise en place en 2012 en Australie s'appliquait sur les bénéficiaires miniers, c'est-à-dire sur les produits moins les charges en relation avec l'activité extractive¹⁵⁰. Elle était établie projet minier par projet minier : une entité était redevable de la MRRT pour chaque part dans un projet minier (MPI, *Mining Project interest*) ou droit dans un projet d'exploration (PMPI, *Pre-Mining Project Interest*) qu'elle détenait.

Étaient toutefois exonérées de la MRRT les entités qui réalisaient moins de 75 millions de dollars australiens de profits miniers (et ce, afin de ne pas pénaliser les petites mines)¹⁵¹.

La définition de l'assiette imposable était relativement complexe. Le taux de la MRRT était de 30 % mais, en réalité, le taux effectif était de 22,5 % car une réduction de 25 % du taux s'appliquait pour tenir compte du facteur d'extraction, c'est-à-dire des coûts liés à l'utilisation de spécialistes de l'extraction¹⁵². Les redevances étaient imputables sous la forme d'un crédit d'impôt contre le montant dû au titre de la MRRT¹⁵³.

Contrairement à l'Australie, le Zimbabwe semble avoir conservé une taxe sur la rente (appelée « *Additional Profit Tax* » dans son « *Income Tax Act* ») dont l'assiette est un flux de trésorerie (« *accumulated net cash position* »). Toutefois, cette dernière ne s'applique qu'à une catégorie d'opérateurs uniquement (les titulaires de baux miniers spéciaux / « *special mining leases* ») et obéit, comme le modèle australien, à des modalités particulièrement complexes¹⁵⁴.

D'autres pays ont réfléchi à une autre approche moins sophistiquée qui ne s'appliquerait que sur les superprofits en période de hausse des cours mais ne chercherait pas à compenser les entreprises en période de baisse des cours. La première composante de cette approche consiste à indexer les redevances proportionnelles en fonction de la hausse des cours (*voir ci-dessus la section consacrée aux redevances proportionnelles*). Toutefois, cette approche ne tient pas compte de l'accroissement probable des coûts d'exploitation de la mine au fur et à mesure de l'avancement du cycle minier.

¹⁴⁹ À fin juin 2013, les recettes de la MRRT s'élevaient à 800 millions de dollars australiens de revenus contre une estimation de recettes de 2 milliards de dollars (Bloomberg (2013), « *Australia MRRT Forecast Cut as Gillard Faces Revenue Fall* », 6 mai 2013, <http://www.bloomberg.com/news/2013-05-05/gillard-says-aussie-s-strength-forces-grave-budget-decisions.html>); The Sidney Morning Herald (2013), « *Mining tax revenue slumps* », 14 mai 2013, <http://www.smh.com.au/business/federal-budget/mining-tax-revenue-slumps-20130514-2jkm1.html#ixzz2TGVDRaYr>

¹⁵⁰ Division 10 du « *Minerals Resource Rent Tax Act 2012, n° 13, 2012* » du 29 mars 2012.

¹⁵¹ Division 45 du « *Minerals Resource Rent Tax Act 2012, n° 13, 2012* » du 29 mars 2012.

¹⁵² Section 4 du « *Minerals Resource Rent Tax Act 2012, n° 13, 2012* » du 29 mars 2012.

¹⁵³ Division 60 du « *Minerals Resource Rent Tax Act 2012, n° 13, 2012* » du 29 mars 2012).

¹⁵⁴ Pour davantage d'information, consulter la « *Section 33* » du « *Income Tax Act* » du Zimbabwe ainsi que les annexes 22 et 23 (« *22nd and 23rd schedules* »), <http://sp.zimra.co.zw/Formstest/Legislation/income%20tax%20act%202306updated.pdf>

La seconde composante de cette approche consiste à appliquer une taxe additionnelle à l'impôt sur les bénéfices, aussi appelée taxe sur les superprofits ou taxe additionnelle sur les profits (« *windfall tax* » en anglais). Le Code Minier de la Côte d'Ivoire de 1995 prévoyait cette possibilité mais il semble qu'elle n'ait jamais été mise en application en pratique¹⁵⁵. Le Code Minier de la Côte d'Ivoire de 2015 n'a d'ailleurs pas reconduit cette possibilité¹⁵⁶.

L'ancien Code Minier de la Guinée avait également introduit un « *impôt sur le bénéfice additionnel* » de 50% qui a été abrogé par les révisions ultérieures du Code en 2011 et 2013¹⁵⁷. Le Ghana a essayé d'introduire une taxe sur les superprofits et a abandonné en 2014 sous la pression des industries extractives qui menaçaient de supprimer des emplois¹⁵⁸.

En réalité, l'approche la plus simple pour imposer les profits additionnels générés par une entreprise en période de hausse des cours pourrait consister à mettre en place un taux majoré d'impôt sur les bénéfices lorsque le bénéfice imposable de la société minière dépasse un certain seuil. Par exemple, le Code des Hydrocarbures de la Tunisie fait varier, pour les hydrocarbures liquides, le taux de l'impôt sur les bénéfices de 50% à 75% en fonction du facteur R (voir la Section II.C.2. ci-dessus pour la définition du facteur R)¹⁵⁹.

L'avantage de l'impôt sur les bénéfices dans cette hypothèse est que ce dernier ne s'applique pas sur le chiffre d'affaire mais sur un résultat net après déduction des frais et charges ayant grevé l'exploitation. Il n'est donc pas susceptible de nuire à la pérennité d'une exploitation dont la rentabilité baisserait avec le temps en raison d'un accroissement des coûts (ces derniers étant déductibles). En revanche, l'impôt sur les bénéfices est particulièrement sensible aux phénomènes d'érosion de la base imposable.

¹⁵⁵ L'article 84 du Code Minier de la Côte d'Ivoire de 1995 (Loi N° 95-553 du 17 juillet 1995 portant Code Minier) prévoyait que « *Tout titulaire d'un permis d'exploitation est soumis au paiement d'une taxe sur le profit additionnel dont le taux, l'assiette et les modalités d'applicabilité sont précisés par la réglementation minière* ».

¹⁵⁶ Loi N° 2014-138 du 24 mars 2014 portant Code Minier de la Côte d'Ivoire.

¹⁵⁷ L'article 143.2 du Code Minier de la Guinée de 1995 prévoyait que : « *Outre le paiement de l'impôt direct sur les bénéfices, les personnes physiques ou morales visées au présent article sont assujetties au paiement d'un impôt sur le bénéfice additionnel. Le bénéfice additionnel apparaît lorsque le rapport bénéfice net taxable sur fonds propres dépasse le seuil de rentabilité normal généralement admis par l'industrie minière au plan international pour les substances considérées dans l'industrie minière.*

La part non réinvestie de ce montant est taxée au taux de 50% après déduction du BIC calculé au taux de 35%. » (Loi L/95/036/CTRN portant Code Minier de la République de Guinée).

¹⁵⁸ Reuters (2014), « *UPDATE 2-Ghana puts plans for mining windfall tax on hold* », 24 janvier 2014, <http://www.reuters.com/article/ghana-mining-idUSL5N0KY1EK20140124>

¹⁵⁹ L'article 101.3 du Code Pétrolier de 1999 détermine le taux de l'impôt sur les bénéfices en fonction du facteur (R) (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifié, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

c) *Prises de participation gratuites de l'Etat*¹⁶⁰

Dans les codes miniers des pays du CREDAF, les entreprises étrangères ont en principe l'obligation de se constituer en société de droit local pour se voir attribuer un permis d'exploitation. En outre, dans les pays en développement, le Code Minier attribue à l'Etat une participation gratuite au capital de cette société minière¹⁶¹.

Cette prise de participation gratuite dans le capital de la société minière s'élève généralement à 10% et va jusqu'à 15% dans les codes les plus récents. Certains codes, tels que celui du Burkina Faso, de la Guinée ou de la RDC par exemple, prévoient que cette participation gratuite de l'Etat ne peut être diluée suite à des augmentations de capital. De nombreux pays prévoient en outre la possibilité d'accroître cette participation par une acquisition de participations supplémentaires en numéraire, celle-ci restant néanmoins toujours minoritaire.

Au Canada, en revanche, règne le principe de la libre concurrence et aucune disposition n'attribue de prise de participation gratuite aux autorités fédérales ou provinciales dans le capital des sociétés extractives opérant sur le territoire canadien. Au Québec, aucune prise de participation gratuite n'est donc attribuée à la Province dans une société minière. En revanche, un fonds d'investissement (Capital Mines Hydrocarbures / CMH) géré par Ressources Québec peut compléter le financement privé en favorisant les projets qui offrent de bonnes perspectives de rendement et qui sont structurants pour l'économie du Québec. Il peut, pour ce faire, prendre des participations dans des entreprises des secteurs des mines et des hydrocarbures qui exploitent et transforment des substances minérales au Québec¹⁶². Ce fonds peut également offrir des prêts à ces entreprises ainsi que différentes formes de produits financiers.

¹⁶⁰ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁶¹ Au Burkina Faso, l'article 43 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) dispose que l'octroi du permis d'exploitation industrielle de grande mine donne lieu à l'attribution à l'État de 10 % des parts ou actions d'apport de la société d'exploitation, libres de toutes charges.

Le Code Minier de la Guinée de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) dispose en son article 150-I que l'État guinéen a droit à une participation gratuite dans le capital de la société titulaire du titre minier. Cette participation varie de 2,5% à 15% selon le type de minerai exploité. Elle s'élève à 15 % dans les sociétés exploitant des gisements de bauxite. L'Etat a le droit d'acquérir une participation additionnelle en numéraire sans pouvoir toutefois dépasser un total de participation de 35% (participation gratuite y compris).

En Mauritanie, la loi n° 2009-026 du 7 avril 2009, qui a amendé le Code Minier de 2008, a introduit un paragraphe 2 à l'article 38 qui attribue à l'État un droit de participation gratuit de 10 % dans toute personne morale titulaire d'un permis d'exploitation. L'Etat a également le droit d'acquérir une participation en numéraire qui ne peut excéder 10% (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

En RDC, selon l'article 71 du Code Minier de 2012 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002), l'Etat dispose de 5% des parts de la société à laquelle a été octroyé un permis d'exploitation.

¹⁶² Investissement Québec :

<http://www.investquebec.com/international/fr/a-propos-de-nous/nos-filiales/ressources-quebec.html>

En matière pétrolière, dans les pays en développement du CREDAF, les investisseurs ont en principe l'obligation de s'associer avec la société nationale des hydrocarbures dans le cadre d'une « *joint-venture* » (voir la Section I.E.2 qui précède). Cette société nationale bénéficie normalement d'une participation gratuite dans cette « *joint-venture* »¹⁶³, avec généralement une possibilité d'option pour l'acquisition d'une participation supplémentaire en numéraire¹⁶⁴.

L'attribution d'une prise de participation peut donner à l'Etat la perception d'avoir un contrôle sur l'entreprise. De fait, siéger à l'assemblée des actionnaires peut être un atout en matière de gouvernance et de transparence. De surcroît, il est possible que l'assemblée des actionnaires attribue aux représentants du gouvernement un ou plusieurs sièges au conseil d'administration.

En outre, toute prise de participation donne droit au versement de dividendes. Toutefois, il convient de rappeler que le versement des dividendes n'est pas automatique. D'une part, cela suppose qu'il existe un bénéfice net distribuable à la clôture de l'exercice¹⁶⁵. Le bénéfice distribuable s'entend en principe du bénéfice de l'exercice :

1) diminué des pertes antérieures, de la dotation à la réserve légale, de la dotation aux réserves statutaires (lorsqu'elles existent et que les statuts prévoient que leur dotation est obligatoire), et

2) augmenté du report à nouveau bénéficiaire¹⁶⁶. D'autre part, même en présence d'un bénéfice net distribuable à la clôture de l'exercice, les entreprises n'ont pas en principe l'obligation de verser des dividendes. Le versement d'un dividende relève en principe d'une décision de l'Assemblée Générale. Cette dernière peut légitimement décider de réinvestir le bénéfice net de l'exercice ou de l'affecter à une réserve facultative ou en report à nouveau.

¹⁶³ Cette participation gratuite (« *portée par le contracteur* ») est fixée par exemple à 20% au Gabon : voir les articles 60 et 82 du Code des Hydrocarbures du Gabon (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise).

En Tunisie, le pourcentage de participation de la société nationale des hydrocarbures (ETAP) est fixé par le contrat pétrolier : voir les articles 91 et suivants du Code des Hydrocarbures de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

¹⁶⁴ Au Gabon, l'article 64 du Code Pétrolier de 2014 dispose que « *Dans tout contrat de production et de partage de production, l'opérateur national a le droit d'acquérir, aux conditions du marché, une participation maximale de 15 %.* » (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

¹⁶⁵ A noter toutefois que le droit français reconnaît la possibilité de distribuer des dividendes en cas de pertes à partir des réserves (L 232-11 alinéa 2 du Code de Commerce français), donc même en cas d'exercice déficitaire. Néanmoins, aucune distribution ne peut être effectuée lorsque le montant des capitaux propres devient inférieur à la somme du montant du capital social et des réserves légales.

¹⁶⁶ Par exemple, en France, la réserve légale doit être dotée à hauteur de 5 % du bénéfice de l'exercice après imputation des pertes antérieures jusqu'à ce qu'elle atteigne 10 % du capital social (L 232-10 du Code de Commerce français).

Le droit commercial OHADA reprend ces principes et il est vrai que l'obligation de doter des réserves en application des statuts de la compagnie extractive peut avoir pour conséquence de réduire le revenu disponible pour une distribution de dividendes¹⁶⁷.

Afin d'éviter que l'Assemblée Générale de la société décide de ne pas procéder à une distribution après dotation des réserves obligatoires, une bonne pratique peut consister à attribuer à l'Etat des actions à dividende prioritaire. Cette disposition est prévue notamment par le Code Minier du Mali de 2012¹⁶⁸ et par celui du Burkina Faso de 2015¹⁶⁹. L'ambition du dispositif vise à attribuer à l'État le droit à un versement automatique de dividende sous réserve de l'existence d'un bénéfice distribuable et à hauteur de sa prise de participation dans le capital de la société extractive.

¹⁶⁷ L'article 143 du droit des sociétés OHADA (Acte uniforme révisé relatif au droit des sociétés commerciales et du groupement d'intérêt économique, adopté le 30/01/2014 à Ouagadougou, <http://www.ohada.com/actes-uniformes/1299/acte-uniforme-revise-relatif-au-droit-des-societes-commerciales-et-du-groupement-d-interet-economique.html>) dispose que : « Le bénéfice distribuable est le résultat de l'exercice, augmenté du report bénéficiaire et diminué des pertes antérieures, des dividendes partiels régulièrement distribués ainsi que des sommes portées en réserve en application de la loi ou des statuts.

L'assemblée peut décider la distribution de tout ou partie des réserves à la condition qu'il ne s'agisse pas de réserves considérées comme indisponibles par la loi ou par les statuts. Toute délibération prise en violation du présent alinéa, ou, le cas échéant, des conditions prévues par les statuts, est nulle.

Dans le cas où l'assemblée fait usage de la faculté prévue à l'alinéa précédent, elle indique expressément les postes de réserve sur lesquels les prélèvements sont effectués.

Sauf en cas de réduction de capital, aucune distribution ne peut être faite aux associés lorsque les capitaux propres sont ou deviendraient, à la suite de cette distribution, inférieurs au montant du capital augmenté des réserves que la loi ou les statuts ne permettent pas de distribuer. Toute délibération prise en violation du présent alinéa est nulle. »

L'Article 144 précise que l'Assemblée Générale décide de la distribution des dividendes : « Après approbation des états financiers de synthèse et constatation de l'existence de sommes distribuables, l'assemblée générale détermine :

- le cas échéant, les dotations à des réserves facultatives ;
- la part de bénéfices à distribuer, selon le cas, aux actions ou aux parts sociales ;
- le montant du report à nouveau éventuel.

Cette part de bénéfice revenant à chaque action ou à chaque part sociale est appelée dividende.

Tout dividende distribué en violation des règles énoncées au présent article est un dividende fictif. »

¹⁶⁸ L'article 65 du Code Minier du Mali (Loi n° 2012-015 du 27 février 2012 portant Code minier, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/mali/Mali-Code-2012-minier.pdf>)

« Dès l'attribution du permis d'exploitation, le titulaire du permis de recherche ou de l'autorisation de prospection entamera les démarches en vue de la création d'une société de droit malien dans laquelle l'État participera à hauteur de 10% libre de toutes charges. Cette participation ne peut faire l'objet de dilution même dans les cas d'augmentation du capital et les actions y relatives seront considérées comme des actions prioritaires.

Lorsqu'un bénéfice net comptable est constaté par la société d'exploitation, celle-ci prélèvera sur le bénéfice distribuable, c'est-à-dire le bénéfice de l'exercice diminué des pertes antérieures et de prélèvements pour constitution des réserves légales, paiement de l'impôt sur les sociétés et augmenté des reports à nouveau bénéficiaires, un dividende prioritaire qui sera versé à l'État.

Ce dividende prioritaire, dont le taux est égal à la participation gratuite de l'État dans le capital de la société d'exploitation (10 %), est servi à l'État avant toute autre affectation du bénéfice distribuable.

L'État se réserve le droit d'acquérir une participation supplémentaire de 10 % au maximum en numéraire, laquelle ne sera pas prise en compte pour la détermination du taux du dividende prioritaire. ».

¹⁶⁹ L'article 44 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 dispose qu'un dividende prioritaire est versé à l'Etat avant toute autre affectation du bénéfice imposable (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

Dans certains pays, il est créé une société de gestion du patrimoine minier ou pétrolier. Par exemple, il s'agit de la SOPAMIB au Burkina Faso (Société de participation minière du Burkina Faso)¹⁷⁰, de la SOPAMIN au NIGER (Société du Patrimoine des Mines du Niger) ou de la SOGUIPAMI en Guinée (Société Guinéenne de Gestion du Patrimoine Minier). Lorsque les titres de participation de l'Etat sont attribués à cette société, cela peut créer des difficultés si, d'une part, cette dernière n'a pas l'obligation de reverser les dividendes perçus au Trésor et si, d'autre part, elle a la possibilité de céder ces titres de participation. Il convient donc de bien préciser le rôle et les attributions d'une telle société afin d'éviter de mettre en péril le patrimoine national.

*d) La remise à terme et le droit d'usage des infrastructures à vocation d'utilité publique construites pour l'exploitation de la mine*¹⁷¹

Bien qu'il ne s'agisse pas d'un prélèvement fiscal en tant que tel, certains codes miniers prévoient que soient remises à terme les infrastructures construites pour l'exploitation de la mine et l'acheminement du minerai, par exemple les voies de chemins de fer pour acheminer le minerai ou les ports pour l'exporter¹⁷². Une telle disposition ne devrait s'appliquer en principe qu'aux infrastructures qui peuvent avoir une vocation d'utilité publique et non aux moyens d'exploitation de la mine qui doivent évidemment rester la propriété de la société minière.

Le tracé de ces voies de chemins de fer ou le lieu d'établissement de ces ports peut être un enjeu d'importance lors de la négociation conduite avec la société minière, en particulier lorsque le gouvernement souhaite que le tracé soit rallongé ou détourné en vue de profiter au développement économique de régions enclavées.

¹⁷⁰ La SOPAMIB a principalement pour objet la gestion des participations du Burkina Faso dans les sociétés d'exploitation des substances minières ou de carrière sur le territoire national, la réalisation de toute opération de mine ou de carrière, seule ou en association avec des tiers, et le suivi des conseils d'administration des sociétés minières où elle sera représentée aux côtés des structures techniques. Les ressources de la SOPAMIB sont notamment constituées par les dividendes versés par les sociétés minières (Décret N°2014-590/PRES/PM/MICA/MEF/MME du 10 juillet 2014 portant création de la Société de participation Minière du Burkina Faso).

¹⁷¹ Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁷² Ainsi, en RDC, l'article 214 du Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) dispose que les infrastructures d'utilité publique construites par le titulaire d'un titre minier tombent dans le domaine public à l'expiration du titre, sauf en cas d'accord contraire exprès et écrit entre ce titulaire et l'Etat.

En Guinée, l'article 121 du nouveau Code minier de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) est moins favorable à l'État car il dispose que les immobilisations à perpétuelle demeure (telles que les infrastructures de transport – chemin de fer, routes, ponts – portuaires, aéroportuaires, les cités et leurs annexes, les canalisations d'eau et lignes de transport d'électricité), à l'exception de l'outil de production, développées dans le cadre de la mise en valeur d'un titre minier doivent être transférées à l'État gratuitement « après la durée nécessaire à un juste retour sur investissement », à laquelle s'ajoute une période de cinq ans. Toutefois, même après le transfert, la société minière conserve un droit prioritaire sur l'utilisation de l'infrastructure.

De surcroît, les codes prévoient souvent un droit d'usage de ces infrastructures avant même leur transfert au terme du cycle minier. Aux termes de cette obligation, les infrastructures susceptibles de faire l'objet d'un usage commun –telles que les voies de communication– doivent en principe être ouvertes au public, à condition qu'il n'en résulte aucun inconvénient pour l'exploitant¹⁷³. Ce droit d'usage peut être soumis à compensation au même titre qu'un service rendu¹⁷⁴.

Certains codes pétroliers contiennent une disposition similaire en vertu de laquelle est garanti aux usagers ou opérateurs le libre accès (contre paiement) aux infrastructures de transport, de canalisation, de stockage et d'enlèvement¹⁷⁵.

En pratique, concilier une obligation de service public avec les nécessités d'une exploitation commerciale peut être compliqué pour l'exploitant. En outre, puisqu'il est difficile d'exiger des entreprises privées de pallier les défaillances des autorités publiques, l'entreprise extractive peut être tentée de négocier une contrepartie –sous la forme d'allègements fiscaux par exemple– hors de proportion avec le coût des services rendus à l'usage du public.

e) *Les fonds de soutien à la formation ou au développement local*¹⁷⁶

La mise en place de conventions ou fonds de développement est une tendance forte des nouveaux codes miniers¹⁷⁷. Cette innovation repose sur l'idée que l'exploitation minière doit promouvoir un capitalisme responsable et devenir un facteur de développement local ou de formation.

¹⁷³ Au Burkina Faso, les articles 130 et 131 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) disposent que les infrastructures appartenant à un exploitant et susceptibles de faire l'objet d'un usage commun peuvent être utilisées par les établissements voisins et être ouverts à l'usage du public, à titre gratuit ou moyennant paiement (articles 130 et 131).

En Guinée, l'article 128 du Code minier (Loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée – non modifiée sur ce point par la Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013) dispose que : « *Les voies de communications établies ou aménagées par le titulaire d'un titre minier, à l'intérieur ou à l'extérieur du périmètre de ce titre, peuvent être utilisées par l'État ou par les tiers qui en feront la demande lorsqu'il n'en résultera aucun obstacle ni aucune gêne substantielle pour les activités du titulaire.* »

¹⁷⁴ Par exemple, en RDC, l'article 213 du Code Minier de 2002 (loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) prévoit que les voies de communication créées à l'extérieur et à l'intérieur du périmètre minier peuvent être ouvertes au public lorsqu'il n'en résulte aucun obstacle pour l'exploitation et sous réserve de l'accord du titulaire du titre minier, moyennant une compensation fixée d'un commun accord entre les parties.

¹⁷⁵ Voir les articles 72 et 79 du Code Pétrolier de 2005 de l'Algérie (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013) et les articles 119 et 120 du Code Pétrolier de 2014 du Gabon (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

¹⁷⁶ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'École des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁷⁷ En Guinée, les articles 30 et 37 du Code Minier de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) obligent les titulaires de titres miniers d'exploitation à joindre à leur demande de permis un plan pour le développement communautaire annexé à une Convention de Développement Local. La Convention de Développement Local prévue à l'article 130 du Code Minier couvre les aspects formation, infrastructures médicales, sociales, scolaires, routières, de fourniture d'eau, d'électricité. Le montant de la contribution du titulaire d'un titre d'exploitation au développement de la communauté locale est fixé à 0,5% du chiffre d'affaire pour les exploitations de bauxite et de fer et à 1% pour les exploitations d'autres substances minières. Elle alimente un Fonds de Développement Local qui doit développer des activités génératrices de revenus autour de l'exploitation.

Cette approche protège également les intérêts de la société minière car elle peut contribuer à améliorer ses relations avec les populations locales et ainsi à sécuriser ses installations.

La mise en place de ces fonds est en principe financée par une contribution additionnelle prélevée généralement sur le chiffre d'affaires de la société minière, cette dernière étant en principe déductible de l'assiette de l'impôt sur les bénéficiaires au même titre que les autres impôts¹⁷⁸.

Les Codes Pétroliers les plus récents introduisent également une notion de contenu local destinée à promouvoir la formation du personnel national, l'utilisation de biens ou services locaux, le transfert de technologie ou l'approvisionnement du marché local en hydrocarbures¹⁷⁹.

D. Quel régime fiscal pour la réhabilitation du site minier et la remise en état du site pétrolier ?

A la fermeture de la mine ou du puits, l'exploitant a, en principe, l'obligation de réhabiliter le site et de le remettre en état. Plusieurs Etats mettent en place des mesures d'incitation fiscale pour ce faire. Ces dernières prennent souvent la forme d'une provision pour réhabilitation du site. Cette provision n'est pas orthodoxe puisque la charge liée à la réhabilitation ne trouve pas son origine au cours de l'exercice de sa constitution. En effet, la fermeture de la mine interviendra ultérieurement, bien des années plus tard. Cette provision qui est déductible au cours de l'exercice de constitution sera reprise au moment de l'engagement de la dépense de réhabilitation du site. Une charge correspondant aux dépenses de réhabilitation sera ainsi comptabilisée et annulée par un produit généré par la reprise de la provision.

¹⁷⁸ Au Burkina Faso, l'article 26 du Code minier de 2015 a mis en place un Fonds minier de développement local affecté au financement des plans régionaux de développement et des plans communaux de développement. Il est alimenté, d'une part, par 20% du montant des redevances proportionnelles et, d'autre part, par une taxe de 1% du chiffre d'affaires mensuel hors taxes des titulaires de titres d'exploitation ou de la valeur des produits extraits au cours du mois.

Au Gabon, les articles 241 et 242 du Code minier de 2015 (Loi n°017/2014 du 30 janvier 2015 portant réglementation du secteur minier en République gabonaise) disposent que les entreprises doivent constituer une Provision pour Investissements Diversifiés (PID) et une Provision pour Investissements Miniers (PIM). Les montants de la PID et de la PIM sont déterminés annuellement d'un commun accord entre le titulaire du titre minier et l'Etat. Ils ne peuvent être inférieurs à 0,05% du chiffre d'affaires, ni supérieurs à 1,125% du chiffre d'affaires. Ils sont déductibles de l'impôt sur les bénéficiaires. Ces montants sont destinés aux collectivités locales où sont situées les activités minières. Le Code Minier indique que cette approche s'inscrit dans le cadre de la responsabilité sociale des entreprises.

En Guinée, les collectivités locales perçoivent en principe trois sources de financement en contrepartie de l'exploitation des ressources minières sur leur territoire :

- les redevances superficielles au prorata de l'occupation de leur territoire par la société minière, le versement de cette taxe devant compenser les dommages causés aux collectivités locales par les activités de prospection et d'exploitation ;
- le versement d'une Contribution au Développement Local qui est une taxe sur le chiffre d'affaires de 0,5% pour les exploitations de bauxite et de fer et de 1% pour les exploitations d'autres substances minières ; cette contribution devant servir à développer des activités génératrices de revenus autour de l'exploitation minière ; un Fonds de Développement Local gère cette contribution et l'investit sur de petites infrastructures (écoles, dispensaires, pistes rurales, etc.) ;
- le versement de 15% des redevances minières.

¹⁷⁹ Voir, par exemple, les articles 139 à 147 du Code Pétrolier du Congo (Brazzaville) de 2016 (Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant code des hydrocarbures).

L'une des difficultés de ce système est de s'assurer que les fonds provisionnés seront effectivement utilisés conformément à leur objet. C'est la raison pour laquelle certains Etats ont mis en place un dispositif différent. Ainsi, en Guinée, le titulaire d'un titre minier a l'obligation de procéder annuellement à des versements dans un Compte fiduciaire de réhabilitation de l'environnement. Ces sommes sont versées en franchise de l'impôt sur les bénéfices¹⁸⁰.

Au Canada, certaines provinces, dont le Québec, obligent les sociétés minières à présenter un plan de réhabilitation du site assorti d'une garantie financière¹⁸¹. La garantie financière permet de s'assurer que les sommes seront disponibles pour exécuter les travaux prévus dans le plan de réhabilitation en cas de défaut du requérant. Elle couvre la totalité des coûts de travaux de réaménagement et de restauration de l'ensemble du site minier comme prévu dans le plan de réhabilitation. Le titulaire du titre minier doit mettre les sommes dans un compte intitulé « *fiducie pour l'environnement* »¹⁸², dont le fiduciaire est le Canada ou une Province, ou une société résidant au Canada titulaire d'une licence¹⁸³. Le titulaire peut déduire les sommes mises en fiducie l'année du versement ou décider de déduire ce montant ultérieurement au cours de l'année où seront effectués les travaux. Les fiducies sont imposables sur leurs revenus et le revenu est imposable chez le bénéficiaire mais neutralisé par un crédit d'impôt. Lorsque les sommes mises en fiducie ont été déduites au cours de l'année de leur versement, les retraits opérés par le bénéficiaire sont imposables (comme une reprise de provision) et les dépenses de réhabilitation correspondantes sont déductibles.

En Tunisie, le montant de la provision destinée à faire face aux dépenses d'abandon et de remise en état d'un site pétrolier doit être versé par le titulaire du contrat pétrolier dans un compte spécial ouvert dans une banque installée en Tunisie¹⁸⁴. Il ne peut être utilisé que pour la remise en état du site¹⁸⁵. Cette provision est déductible de l'impôt sur les bénéfices ou est recouvrable dans le cas d'un contrat de partage de production.¹⁸⁶

¹⁸⁰ Article 144 du Code Minier de la Guinée de 2013 (Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

¹⁸¹ Concernant le plan de restauration au Québec, voir : http://mern.gouv.qc.ca/mines/restauration/documents/Guide-restauration-sites-miniers_VF.pdf et <http://mern.gouv.qc.ca/mines/restauration/index.jsp>

¹⁸² Article 1260 du Code Civil du Québec : « *La fiducie résulte d'un acte par lequel une personne, le constituant, transfère de son patrimoine à un autre patrimoine qu'il constitue, des biens qu'il affecte à une fin particulière et qu'un fiduciaire s'oblige, par le fait de son acceptation, à détenir et à administrer.* », <http://legisquebec.gouv.qc.ca/fr/showdoc/cs/CCQ-1991>

¹⁸³ Voir la loi de l'impôt sur le revenu du Canada (<http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/i-3.3/TexteCompleet.html>) et plus particulièrement son article 20(1) ss).

¹⁸⁴ Voir les articles 118 et suivants du Code Pétrolier de 1999 de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

¹⁸⁵ Article 121 du Code Pétrolier de 1999 de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

¹⁸⁶ Articles 113.3 et 114.2 du Code Pétrolier de 1999 de la Tunisie (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

L'usage du compte séquestre ou de la fiducie présente l'immense avantage de sécuriser les fonds affectés à la réhabilitation du site et de s'assurer que ces derniers seront bien utilisés conformément à leur objet.

E. Quel régime pour les substances de carrière ? ¹⁸⁷

Les substances de carrière sont normalement soumises à des régimes fiscaux et douaniers moins favorables que les autres substances minérales. Elles relèvent en principe du droit commun. Toutefois, il n'est pas rare que les Codes prévoient des passerelles qui permettent de transformer un titre de carrière en titre minier avec tous les avantages fiscaux et douaniers qui y sont associés¹⁸⁸.

Cela peut créer des possibilités d'abus, en particulier lorsque l'exploitant de la carrière dispose également d'une activité industrielle pour laquelle il pourrait bénéficier des exonérations prévues à l'importation pour les exploitations minières. Par exemple, au Sénégal, des cimenteries exploitent des carrières sous l'empire d'un titre minier et bénéficient des dispositions fiscales et douanières plus favorables réservées aux mines.

Il semble donc judicieux d'encadrer cette possibilité de passerelle sur la base de critères objectifs (volume extrait, pourcentage destiné à l'exportation, etc.).

F. Est-ce que les conventions d'établissement doivent permettre de déroger au régime défini dans le Code Minier ou Pétrolier ? ¹⁸⁹

Dans les pays en développement du CREDAF, les concessions minières sont généralement assorties d'une convention minière ou convention d'établissement.

¹⁸⁷ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁸⁸ Par exemple, l'article 183 du Code Minier de 2013 de la Guinée (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) dispose que : « *Le titulaire d'une Autorisation d'exploitation de Substances de carrières dont l'exploitation nécessite des investissements importants dépassant un montant fixé par voie réglementaire et dont la part de production destinée à l'exportation représente au moins cinquante pour cent (50%), ou dont l'extraction annuelle dépasse trente mille (30 000) m³, peut demander auprès du service compétent à ce que son autorisation soit assimilée à un Permis d'exploitation industrielle et semi- industrielle et bénéficier de ce fait des avantages fiscaux et douaniers en phase de construction et d'exploitation visés aux Chapitres VIII à XI du Titre V du présent Code.* ».

Au Sénégal, l'article 45 du Code Minier de 2003 (Loi n° 2003-36 du 24 novembre 2003 portant Code Minier) disposait que : « *Certains gîtes peuvent être classés comme carrières ou comme mines suivant l'usage auquel les substances minérales qu'ils contiennent sont destinées dans les conditions définies par arrêté du Ministre chargé des mines.* ». Cette disposition a été retranscrite à l'article 5 du nouveau Code Minier de 2016 du Sénégal (Loi n°2016-32 du 8 novembre 2016 portant Code minier). Toutefois, l'arrêté d'application doit désormais être un arrêté conjoint du Ministre chargé des Mines et du Ministre chargé des Finances.

¹⁸⁹ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

Plusieurs codes systématisent l'usage de la convention minière, généralement aux permis d'exploitation et plus rarement aux permis de recherche¹⁹⁰.

La signature d'une convention dans le cas de l'attribution d'un permis de recherche peut sembler incongrue car il sera, à ce stade, difficile d'estimer les droits et obligations de l'investisseur dans la mesure où l'existence du gisement et sa nature ne sont pas encore prouvées.

Une convention est un véritable contrat entre l'État et le concessionnaire qui définit les droits et obligations des parties (un modèle type de convention minière est souvent annexé au code minier)¹⁹¹. La durée de la convention se confond, en principe, avec celle du titre minier.

En principe, une convention ne devrait que rappeler les dispositions légales applicables, préciser les modalités d'exploitation de la concession minière (par exemple, les normes techniques, environnementales, de remise en état du site, etc.)¹⁹².

¹⁹⁰ C'est le cas par exemple au Sénégal : l'article 86 du Code Minier de 2003 (Loi n° 2003-36 du 24 novembre 2003 portant Code Minier) dispose que : « Une convention minière signée entre l'Etat et les demandeurs est annexée à tout permis de recherche, permis d'exploitation ou concession minière. ». Cette disposition a été reprise à l'article 116 du nouveau Code Minier de 2016 du Sénégal (Loi n°2016-32 du 8 novembre 2016 portant Code minier) qui dispose que : « L'objet de la convention est de fixer les rapports entre l'État et le titulaire du permis de recherche ou du permis d'exploitation pendant toute la durée des opérations minières ».

L'article 87 précise que : « L'objet de la convention minière est de fixer les rapports entre l'Etat et le titulaire du titre minier pendant toute la durée des opérations minières. Elle couvre les périodes de recherche et d'exploitation. La convention minière précise les droits et obligations de l'Etat et du titulaire du titre minier. Elle garantit au titulaire du titre minier la stabilité des conditions qui lui sont accordées, notamment au titre de la fiscalité, des conditions économiques et de la réglementation des changes. ».

¹⁹¹ En Guinée, l'article 1 du Code Minier de 2013 décrit la convention minière comme un contrat définissant les droits et obligations du concessionnaire et de l'État en ce qui concerne les conditions juridiques, techniques, financières, fiscales, administratives, environnementales et sociales applicables à une concession minière. Toutefois, l'article 18 précise que la convention ne peut pas déroger aux dispositions du Code Minier (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

En Mauritanie, l'article 1 du Code Minier de 2008 définit la convention minière comme la convention entre le titulaire d'un titre minier et l'État (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

Au Burkina Faso, l'article 96 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015) dispose que le permis d'exploitation est assorti d'une convention minière conclue entre l'État et le titulaire du permis. Cette convention est valable pour la période de validité du permis, sans pouvoir excéder 20 ans. Elle peut être renouvelée par périodes de 5 ans.

À la différence du précédent code minier de la RDC, le Code Minier de 2002 (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002) a supprimé tout régime conventionnel. L'exposé de motifs de la loi dénonce en effet le « climat de marchandage » ainsi que les « possibilités de chantage qui pouvaient émailler la négociation des conventions minières ». En revanche, l'article 340 dispose que les conventions préexistantes restent en vigueur, sauf si leurs titulaires optent pour l'application des dispositions du Code Minier de 2002.

¹⁹² En Mauritanie, la convention minière type (issue de la loi n° 2012.012, du 12 février 2012, réglementant les conventions minières et approuvant la convention minière type, <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/mau140736.pdf>) ajoute au Code minier en vigueur. Par exemple, alors que le taux du BIC est plafonné à 25 % dans le code minier à l'issue de la période des congés fiscaux (article 113 (1) du code minier), ce plafonnement peut être défini, à l'initiative des parties, dans la convention minière modèle (article 9 de la convention modèle). En ce qui concerne la liste minière, alors que l'article 105 du Code minier ne vise qu'un seul type de liste minière, la convention minière type introduit le concept de liste minière additionnelle qui est inexistant dans le Code minier. Ainsi, l'article 40 de la convention minière type dispose que, lorsque la liste minière de droit commun s'avère insuffisante, de l'avis du titulaire du titre minier, pour tenir compte des spécificités du projet minier, une liste minière additionnelle de biens mobiliers, matériels, équipements, véhicules et autres intrants peut être soumise à l'approbation du Ministre des Mines.

En réalité, la négociation de ces conventions permet de marchander l'application du régime fiscal et douanier de droit commun et conduit à une fiscalité à la carte, en fonction du pouvoir de négociation des deux parties. Ainsi, les dispositions fiscales et douanières des codes miniers, déjà fort favorables aux investisseurs, peuvent être encore allégées par les conventions signées avec les concessionnaires. Plusieurs pays font usage d'une convention type comme base de négociation.

Il convient d'être encore plus vigilant lorsque cette convention type (qui ressort parfois d'une loi spécifique) ajoute encore au Code Minier¹⁹³.

En matière pétrolière, l'utilisation des contrats pétroliers est une pratique institutionnalisée. Les conditions du partage de la rente, y compris du partage de production et/ou le cas échéant du paiement de redevances ou d'un impôt sur les bénéfices, sont en principe définies dans ces contrats. La confidentialité qui entoure souvent ce type de contrats peut nuire aux principes de transparence et de bonne gouvernance.

Pour des pays pauvres, l'objectif d'attirer des IDE peut encourager la signature de conventions ou contrats qui résonnent comme une promesse de richesses substantielles. Toutefois, cette promesse peut se révéler illusoire si les exonérations consenties ne permettent pas de capter une part raisonnable de la rente. S'agissant de ressources non renouvelables, les Etats devraient faire preuve de la plus grande vigilance afin de ne pas consentir à une extraction de leurs ressources sans une juste contrepartie. En outre, il faut souligner que les ressources naturelles ne sont pas délocalisables par nature et ne se prêtent donc pas autant que les industries de services à la concurrence fiscale entre Etats.

D'un point de vue pratique, une très mauvaise politique pour un gouvernement pourrait consister à offrir des conditions fiscales attractives avant le lancement d'un projet pour espérer ensuite remanier le régime en sa faveur une fois que l'investisseur aura effectué ses investissements lourds. En effet, d'un point de vue juridique, la renégociation de ces conventions peut se révéler difficile. Le concessionnaire exige en principe que sa convention ou son contrat soit ratifié par le parlement. Ce document a donc force de loi, ce qui l'autorise à déroger aux lois antérieures constituées par le Code des Douanes, le Code Général des Impôts ou encore le Code Minier ou des Hydrocarbures.

¹⁹³ En outre, en cas de révision du Code Minier, il convient d'être vigilant et de réviser (ou d'abroger) dans la foulée la convention minière type lorsqu'elle existe.

Par exemple, au Burkina Faso, alors qu'un Décret de 2010 a modifié le système de calcul de l'assiette des redevances proportionnelles (désormais basé sur la valeur du chiffre d'affaire du produit extrait), le modèle de convention minière type qui est antérieur en date de 2005 n'a pas été modifié pour la conformer aux termes du nouveau décret (article 12 du Décret N° 2010- 075/PRES/PM/MEF du 3 mars 2010 portant fixation des taxes et redevances minières modifié par le Décret N°2010-819/PRES/PM/MEF du 31 décembre 2010).

En effet, l'article 20-3) du modèle continue à exiger que la société minière paye la redevance proportionnelle sur la valeur FOB de la production trimestrielle de l'exploitation (Décret n°2005-049/PRES/PM/MCE du 3 février 2005 portant Modèle type de convention minière pour un Permis d'exploitation industrielle).

De surcroît, la convention ou le contrat est en principe couvert par une clause d'arbitrage, ce qui conduit à dessaisir par avance les juridictions nationales du pays d'extraction de tout litige¹⁹⁴.

Il faut remarquer que le Canada ou la France ne font pas usage de conventions d'établissement. Le régime de droit commun s'applique quelle que soit l'ampleur du projet.

Des pays comme la Guinée se sont toutefois lancés dans un processus de renégociation de leurs conventions. Le Code Minier de 2013 invite en effet les opérateurs à entrer en négociation avec l'Etat guinéen en ce qui concerne les aspects fiscaux et douaniers de leur convention¹⁹⁵. Un programme global de revue des conventions et titres miniers est mis en œuvre par un Comité Technique de Revue des Titres et Conventions Minières (CTRTCM) créé par voie réglementaire. En outre, tous les titres miniers et conventions minières sont publiés au journal officiel et sur le site internet officiel du CTRTCM¹⁹⁶.

En conclusion, les conventions minières et les contrats pétroliers ne devraient pas pouvoir déroger à l'ensemble des dispositions légales et réglementaires en vigueur (qu'il s'agisse des dispositions fiscales, douanières, environnementales, du droit du travail, etc.). Ils ne devraient que préciser les obligations de l'opérateur lorsque ces dernières ne sont pas prévues par la loi. En outre, ils devraient être publiés en intégralité avec l'ensemble de leurs avenants de manière systématique, sous format papier et en ligne. Il faut noter que le Code Pétrolier de la République du Congo (Brazzaville) dispose expressément que les contrats pétroliers doivent être approuvés par le Parlement mais qu'ils ne peuvent déroger ni au Code Pétrolier, ni à ses textes d'application, toute clause contraire étant réputée nulle¹⁹⁷.

¹⁹⁴ Par exemple, en Côte d'Ivoire, l'article 85 du Code Pétrolier de 1996 de la Côte d'Ivoire (publié le 31 mai 1996) dispose que : « *Les tribunaux ivoiriens sont compétents pour connaître des délits ou infractions dont se rendraient coupables les titulaires de contrats pétroliers ou leurs sous-traitants, ainsi que leurs préposés ou employés.* »

Toutefois, le contrat pétrolier peut comporter une clause prévoyant une procédure de conciliation et d'arbitrage en vue du règlement de tout différend éventuel entre l'Etat et le titulaire étranger du contrat pétrolier concernant l'interprétation ou l'application de ce dernier. »

¹⁹⁵ Article 217 du Code Minier de la Guinée de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

¹⁹⁶ Site du CTRTCM : <http://www.contratsminiersguinee.org>

¹⁹⁷ Voir l'article 11 du Code Pétrolier du Congo (Brazzaville) de 2016 qui dispose que : « *Les contrats pétroliers négociés et signés entre l'État et les contracteurs sont soumis, avant leur exécution, à l'approbation du Parlement. L'acte d'approbation a force obligatoire à l'égard des parties, y compris l'État congolais. Cependant, il n'emporte pas dérogation à la présente loi, ni aux textes pris pour son application.* »

Toute disposition des contrats pétroliers et autres accords pétroliers qui serait contraire aux dispositions de la présente loi est nulle et de nul effet. » (Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant code des hydrocarbures).

G. Est-il légitime de garantir à l'investisseur la stabilisation de son régime fiscal et douanier minier ou pétrolier ? ¹⁹⁸

Comme nous l'avons vu ci-dessus, le régime fiscal et douanier négocié dans le cadre de conventions ou contrats peut être très largement dérogoratoire du droit commun. Les clauses de stabilité viennent en outre sécuriser ces conventions et contrats en garantissant au titulaire que le régime fiscal et douanier applicable au moment de la signature de la convention ou du contrat sera « gelé » pour un certain nombre d'années. Aucun nouvel impôt ou taxe ne peut en principe lui être appliqué.

En outre, plusieurs codes stabilisent le régime fiscal et douanier applicable au titulaire de la convention minière, tout en lui reconnaissant le droit à l'application immédiate de dispositifs fiscaux ou douaniers plus favorables issus de lois ultérieures (clauses de stabilité dites « asymétriques »)¹⁹⁹. La période de stabilisation est parfois définie par la loi²⁰⁰ ou par la convention minière ou le contrat pétrolier. En pratique, certaines conventions minières ou contrats bénéficient de périodes de stabilisation de 20 ans²⁰¹, voire plus.

En tant que telle, une clause de stabilité n'est pas une mauvaise chose. Elle garantit à une compagnie minière ou pétrolière, qui s'apprête à procéder à des investissements très lourds et qui a programmé un retour sur investissement, en fonction notamment des prélèvements en vigueur dans le pays d'extraction, que le régime fiscal et douanier restera inchangé.

¹⁹⁸ Cette partie est en partie reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

¹⁹⁹ En Mauritanie, l'article 141 du Code Minier de 2008 garantit la stabilité des conditions juridiques, fiscales, douanières et environnementales attachées aux titres miniers. La clause de stabilité est asymétrique : en effet, le second alinéa de l'article 141 du code minier indique que le signataire d'une convention minière pourra bénéficier de toute règle légale plus favorable qui interviendrait ultérieurement (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

En RDC, le code minier contient une disposition à caractère général (Art. 222 de la loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier) qui garantit, indépendamment de l'application de la clause de stabilité prévu à l'article 276, que toute disposition fiscale ou douanière plus favorable s'applique immédiatement de plein droit dès son entrée en vigueur.

²⁰⁰ En Guinée, l'article 182 du Code Minier de 2013 dispose que la durée maximale de la période de stabilisation du régime fiscal et douanier est fixée à 15 ans (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée). Elle est garantie aux titulaires d'un titre d'exploitation qui ont signé une convention minière. Elle court à compter de la date d'octroi du titre d'exploitation. Pendant cette période, les taux de certains impôts, droits et taxes ne sont sujets à aucune augmentation ou diminution. Ces taux demeurent tels qu'ils étaient à la date d'octroi du titre minier. D'autre part, aucun nouvel impôt ou taxe ne peut être appliqué.

En RDC, l'article 276 du Code Minier de 2002 (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002) dispose que le régime fiscal et douanier est stabilisé pour une période de 10 ans à compter de la date de l'octroi du permis d'exploitation.

²⁰¹ Au Burkina Faso, l'article 169 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 garantit la stabilisation du régime fiscal et douanier pendant toute la durée du permis d'exploitation (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015). Sachant que l'article 48 dispose que le permis d'exploitation industrielle de grande mine est valable pour vingt ans et qu'il est renouvelable de droit, par période consécutive de cinq ans jusqu'à épuisement du gisement, la période de stabilisation est, de fait, garantie à la société minière pendant toute la durée de l'exploitation de la mine. Toutefois, l'article 170 contredit l'article 169 en indiquant que cette stabilisation ne peut excéder 20 ans.

Toutefois, les clauses de stabilité peuvent avoir un effet pervers lorsque leur durée est hors de proportion avec la période nécessaire pour obtenir un retour sur investissement. Par ailleurs, elles conduisent à faire coexister dans un même État des régimes fiscaux et douaniers issus de codes d'années différentes. Cela accroît lourdement le coût de gestion de l'impôt, ce qui peut avoir des effets dévastateurs si l'Administration a déjà des moyens limités. Au Sénégal, par exemple, un bureau est dédié au suivi et au contrôle des régimes fiscaux spéciaux.

En outre, ces clauses de stabilité portent atteinte à la souveraineté de l'Etat d'accueil qui se voit interdire l'application d'une règle nouvelle, la modification de la règle existante ou, tout au moins, son application sur une certaine durée. Par exemple, le Sénégal a mis en place, en 2012, une contribution spécifique additionnelle (la Contribution Spéciale sur les produits des Mines et Carrières : CSMC)²⁰² mais s'est heurté à la résistance des sociétés minières qui ont invoqué leur clause de stabilisation pour prétendre qu'elles ne pouvaient être soumises à cette nouvelle taxe dans la mesure où leur accord d'établissement avait été signé avant son entrée en vigueur. En effet, cette contribution s'analyse comme une redevance minière proportionnelle additionnelle. Le taux de cette contribution a été ramené de 5% à 2% en 2017 pour l'or et 3% pour les autres produits²⁰³. Toutefois, une taxe additionnelle sur le ciment de 3 FCFA par kilogramme de ciment a été instaurée pour compenser les pertes de recettes dues à la baisse de la CSMC²⁰⁴.

Des clauses de stabilité trop longues et trop larges assorties de conventions minières trop généreuses peuvent générer un mécontentement politique, voire nuire à la discipline fiscale des autres citoyens. Cela peut encourager un État à en contester la validité dans le futur et à essayer de renégocier les conventions en vigueur à l'occasion, par exemple, d'un changement de gouvernement.

²⁰² Loi n°2011-20 du 13 décembre 2012 instituant la Contribution Spéciale sur les produits des Mines et de Carrière (CSMC) : « Cette contribution s'applique aux substances minérales et fossiles visées à l'article 4 du Code minier et au ciment.

Les produits des mines et carrières sont exonérés de la contribution spéciale lorsqu'ils sont utilisés dans la production de biens soumis à cette même contribution.

La base imposable est déterminée :

- à la vente, par le prix normal de vente tous frais et taxes compris, à l'exclusion de la taxe sur la valeur ajoutée et de la CSMC elle-même ;
- à l'importation, par la valeur en douane augmentée de tous les droits et taxes liquidés par la Douane, à l'exclusion de la taxe sur la valeur ajoutée et de la CSMC elle-même ;
- dans tous les autres cas, par le prix normal ou la valeur normale du bien tous frais et taxes compris, à l'exclusion de la taxe sur la valeur ajoutée et de la CSMC elle-même.

La contribution spéciale s'applique aux livraisons sur le marché local, aux importations et aux exportations.

Le fait générateur de la contribution spéciale est constitué :

1. pour les substances extraites ou produites au Sénégal, par la première cession effectuée à titre onéreux ou à titre gratuit, par le prélèvement ou par la livraison à soi-même pour la consommation personnelle ;
2. pour les substances importées, par la mise en consommation matérielle ou juridique sur le territoire du Sénégal.

Le taux de la contribution spéciale est fixé à 5%.

Les règles relatives à la liquidation, au recouvrement et au contentieux en matière de taxe sur la valeur ajoutée s'appliquent à la CSMC. ».

²⁰³ Article 18 de la Loi organique n°2016-34 du 23 décembre 2016 modifiant la loi organique n° 2011-15 du 8 juillet 2011 relative aux lois de finances.

²⁰⁴ Article 20 de la Loi organique n°2016-34 du 23 décembre 2016 modifiant la loi organique n° 2011-15 du 8 juillet 2011 relative aux lois de finances.

En pratique, il ne paraîtrait pas déraisonnable de supprimer ces clauses de stabilité pour l'avenir. Il faut remarquer que les pays occidentaux ne signent pas de conventions d'établissements avec les investisseurs. Ils ne s'interdisent pas non plus de modifier la loi fiscale, chaque année, pour s'adapter aux comportements d'optimisation des opérateurs, mais également aux évolutions de leur économie.

A tout le moins, il pourrait être recommandé de limiter les clauses de stabilité à une durée raisonnable et leur champ d'application à la société signataire de la convention, ainsi qu'à l'assiette et au taux de certains impôts²⁰⁵. Ces clauses ne doivent jamais s'appliquer aux sous-traitants et sociétés affiliées : leur objet doit être strictement limité à la seule société signataire de la convention. Parmi les impôts qui pourraient être stabilisés, on peut penser à l'impôt sur les bénéfiques et aux redevances proportionnelles. En effet, ce sont les deux éléments fiscaux fondamentaux qui peuvent avoir un effet important sur le calcul du retour sur investissement pour l'investisseur. En revanche, l'ensemble des impôts et taxes dont l'assiette est fonction de droits fixes et qui pourraient être affectés par l'inflation ne devraient pas être stabilisés (par exemple les redevances fixes ou superficielles).

Enfin, il conviendrait également d'être particulièrement vigilant à ne pas signer de clauses d'équilibre économique qui permettent à l'investisseur d'être indemnisé contre tout changement législatif de nature à affecter l'équilibre économique de son projet (y compris des changements relatifs au droit de l'environnement ou du travail par exemple). Ces clauses sont fréquentes dans les contrats pétroliers²⁰⁶.

²⁰⁵ En Guinée, l'article 182 du Code Minier de 2013 dispose que sont visés, de manière limitative, par la stabilisation, les taux de l'impôt sur les bénéfiques, de la contribution au développement local et du droit d'entrée unique ainsi que les taux et assiettes des redevances proportionnelles minières.

²⁰⁶ Par exemple, l'article 36.2 du contrat-type de partage de production d'hydrocarbures de la Côte d'Ivoire dispose que : « *Le présent Contrat est conclu par les Parties conformément aux lois et règlements en vigueur au moment de sa signature et en fonction des dispositions desdits lois et règlements, notamment en ce qui concerne ses dispositions économiques, fiscales et financières.*

En conséquence, au cas où des lois et règlements ultérieurs apporteraient des modifications aux dispositions des lois et règlements en vigueur au moment de la signature du présent Contrat et où ces modifications entraîneraient une altération substantielle de la situation économique respective des Parties telle qu'elle résulte des dispositions actuelles dudit Contrat, les Parties rechercheront de bonne foi un accord en vue de modifier ces dernières de manière à rétablir l'équilibre économique du Contrat tel qu'il a été prévu lors de la signature de ce dernier.

Au cas où, en dépit de leurs efforts, les Parties n'arriveraient pas à un accord, il pourra être fait application des dispositions de l'article 32 ci-dessus [l'article 32 concerne la clause d'arbitrage] ».

III. Comment lutter contre la planification fiscale abusive ?

Dans cette section, nous évoquerons à la fois les dispositifs visant à contrôler la politique de prix de transfert d'une société (A), mais également l'imposition de certains domaines particuliers qui ne sont pas toujours couverts par les codes miniers, pétroliers ou les CGI. Il s'agit notamment de la question de l'imposition des contrats d'amodiation (B) et de celle des plus-values sur cessions directes ou indirectes de titres miniers ou pétroliers (C). Une liste des points de fragilité de l'assiette fiscale est proposée (D). Toutefois, ces dispositifs ne trouveront leur pleine efficacité que s'ils sont accompagnés par un renforcement des relations entre administrations et des capacités administratives (E).

A. Comment renforcer le contrôle en matière de prix de transfert ?

La question de la vérification de la politique de prix de transfert d'une société est une question éminemment complexe, en particulier lorsque l'Administration fiscale dispose de ressources limitées. L'un des grands enjeux pour les pays africains est l'accessibilité et la disponibilité de comparables pertinents (1). Cette difficulté peut amener à envisager la mise en place de solutions complémentaires palliatives telles que la mise en place de régimes de protection en matière de prix de transfert ou la limitation de la déductibilité de certaines charges (2), ou encore la systématisation de l'application de retenues à la source sur les paiements à des non-résidents (retenues à la source qui pourraient s'appliquer pleinement en l'absence de convention fiscale visant à éviter la double-imposition) (3).

1. La difficulté pour trouver des comparables pertinents

En matière de prix de transfert, une des difficultés auxquelles sont confrontés les pays en développement est la question de la disponibilité et de la qualité des informations financières sur les transactions entre entreprises indépendantes qui pourraient être utilisées pour effectuer des comparaisons.

Il est souvent difficile, en pratique, pour ces pays en voie de développement d'identifier un prix de pleine concurrence en l'absence de données comparables de qualité²⁰⁷. Cela a été confirmé récemment par une étude publiée pour la Commission Européenne en octobre 2016, qui a fait un sondage auprès des États Membres de la CEDEAO²⁰⁸, mais également par d'autres études antérieures²⁰⁹.

²⁰⁷ ONU (2013), « *United Nations Practical Manual on Transfer Pricing for Developing Countries* », <http://www.un.org/esa/ffd/tax-committee/tc-ta-drafts-transfer-pricing.html>

Voir également OCDE (2014), « *Part 1 of a report to G20 development working group on the impact of BEPS in low income countries* », juillet 2014, <http://www.oecd.org/tax/part-1-of-report-to-g20-dwg-on-the-impact-of-beps-in-low-income-countries.pdf>

²⁰⁸ Commission Européenne (2016), « *Étude sur la faisabilité de l'introduction de régimes de protection unilatéraux ou bilatéraux en matière de prix de transfert dans les pays membres de la CEDEAO* », Par Alain Charlet, Caroline Silberstein et Gérard Pointe, Octobre 2016.

²⁰⁹ Pour une étude relativement récente concernant les difficultés des pays de l'Afrique de l'Ouest à faire face aux problématiques prix de transfert, voir notamment : OSIWA (2015), « *Mobilisation des ressources domestiques en Afrique de l'Ouest : opportunités manquées* », février 2015, http://www.osiwa.org/wp-content/uploads/2015/05/DOMESTIC-RESOURCE_FRENCH-100329151.pdf

Un des moyens pour réduire le besoin de se référer à des données comparables pourrait consister à recourir à des régimes de protection²¹⁰. L'OCDE a publié, le 16 mai 2013, une version révisée de la Section E du Chapitre IV des Principes applicables en matière de prix de transfert relative aux régimes de protection²¹¹. Ce document indique que les administrations fiscales aussi bien que les contribuables ont une opinion favorable des régimes de protection et considèrent que les avantages de ces régimes l'emportent sur leurs inconvénients. L'OCDE vient de publier par ailleurs un projet de discussion sur les comparables pour les pays en voie de développement ; une section de ce projet concerne les régimes de protection²¹². Ce dernier s'inscrit dans le cadre du projet BEPS (« *Base Erosion and Profit Shifting* ») visant à lutter contre l'érosion de la base imposable.

L'étude sus-évoquée de la Commission Européenne sur la faisabilité de l'introduction de régimes de protection en matière de prix de transfert dans les pays de la CEDEAO, publiée en octobre 2016, a par ailleurs confirmé l'intérêt des États Membres de la CEDEAO et du secteur privé pour ces régimes de protection (*voir l'encadré ci-dessous*).

Qu'est-ce qu'un régime de protection²¹³ ?

Un régime de protection est un dispositif de simplification administrative en ce qui concerne la détermination ou la documentation des prix de pleine concurrence. Selon la Section E révisée du Chapitre IV des Principes directeurs de l'OCDE applicables en matière de prix de transfert, « *un régime de protection est une disposition qui s'applique à une catégorie bien définie de contribuables ou de transactions et qui les exempte de certaines obligations normalement imposées par les règles générales en matière de prix de transfert d'un pays.* »²¹⁴

Contrairement à un accord préalable de prix / APP (« *Advanced Pricing Agreement* » / APA), un régime de protection n'est pas un dispositif négocié par lequel une administration et un contribuable s'entendent par avance sur la fixation du prix de transfert pour des transactions avec des entreprises associées. Le régime de protection vise une catégorie de transactions ou de contribuables, et non la situation particulière d'un contribuable donné.

Dans le cadre d'un régime de protection, les règles générales en matière de prix de transfert peuvent être remplacées par des règles plus simples. Ces dernières peuvent autoriser, par exemple, les contribuables à fixer leurs prix de transfert en appliquant une méthode simplifiée de prix de transfert et des taux de marge prescrits par le régime, leur évitant ainsi d'avoir à justifier la sélection de la méthode de prix de transfert la plus appropriée et la recherche de comparables. Un régime de protection peut aussi exempter une catégorie précise de contribuables ou de transactions de l'application de tout ou partie des règles générales en matière de prix de transfert.

²¹⁰ Rapport de l'OCDE (2014) : « *Transfer Pricing Comparability Data and Developing Countries* », <http://www.oecd.org/ctp/transfer-pricing/transfer-pricing-comparability-data-developing-countries.pdf>

²¹¹ OCDE (2013), « *Section E révisée du Chapitre IV des Principes applicables en matière de prix de transfert, relative aux régimes de protection* », 16 mai 2013, <http://www.oecd.org/fr/ctp/prix-de-transfert/Section-E-Revisee-Regimes-Protection-Prix-Transfert.pdf>

²¹² OCDE (2017), « *Discussion Draft: A Toolkit for Addressing Difficulties in Accessing Comparables Data for Transfer Pricing Analyses* », <http://www.oecd.org/tax/discussion-draft-a-toolkit-for-addressing-difficulties-in-accessing-comparables-data-for-transfer-pricing-analyses.pdf>

²¹³ Pour un rapport complet sur ce sujet, voir l'étude suivante dont est extraite cette définition : Commission Européenne (2016), « *Étude sur la faisabilité de l'introduction de régimes de protection unilatéraux ou bilatéraux en matière de prix de transfert dans les pays membres de la CEDEAO* », Par Alain Charlet, Caroline Silberztein et Gérard Pointe, Octobre 2016.

²¹⁴ OCDE (2013), « *Section E révisée du Chapitre IV des Principes applicables en matière de prix de transfert, relative aux régimes de protection* », 16 mai 2013, <http://www.oecd.org/fr/ctp/prix-de-transfert/Section-E-Revisee-Regimes-Protection-Prix-Transfert.pdf>

2. Limitation de la déductibilité de certaines charges (sous-capitalisation et autres)

Une autre option pourrait consister à définir le chiffre d'affaire dégagé par la société dans ses relations avec ses entreprises associées grâce à un cours de référence lorsqu'il existe, tout en plafonnant la déductibilité de certaines charges intra-groupe difficilement contrôlables.

Le plafonnement de la déductibilité de certaines charges s'analyse comme une Règle Générale Anti-Evitement (RGAE ou « *General Anti-Avoidance Rule* » / « *GAAR* » en anglais). Ce type de mesure est déjà en vigueur dans certains pays d'Afrique sub-saharienne. Par exemple, le Bénin dispose d'une telle disposition à son article 21.5-f de son Code Général des Impôts²¹⁵. Le Mali dispose d'une disposition similaire à son article 80 de son Code Général des Impôts, bien qu'elle soit limitée aux frais de siège²¹⁶. En principe, ce plafonnement ne devrait s'appliquer que lorsque le contribuable n'apporte pas la preuve que les charges déductibles sont conformes au principe de pleine concurrence.

Un exemple de règle anti-évitement en matière de frais financiers est la règle visant à limiter la déductibilité des charges financières en cas de sous-capitalisation de la société emprunteuse. Plusieurs pays africains ont mis en place une règle anti sous-capitalisation.

En outre, les législations pourraient prévoir, en complément du dispositif qui précède, le rejet d'office de la déductibilité des charges lorsque la transaction est effectuée avec une entreprise établie dans un Etat à fiscalité privilégiée, sauf à prouver que ces charges ne présentent pas un caractère anormal ou exagéré. Ce type de disposition existe notamment dans plusieurs pays de l'OCDE²¹⁷.

²¹⁵ L'article 21.5-f du Code Général des Impôts du Bénin dispose que : « *Les charges visées au point 4 ci-dessus comprennent notamment : [...]*

f. les frais de recherches, redevances, rémunérations d'intermédiaires et honoraires sont déductibles lorsqu'ils remplissent les conditions générales de déductibilité.

Toutefois, les frais d'assistance technique, comptable et financière, les frais d'études, les frais de siège et autres frais assimilés, les commissions aux bureaux d'achat versés par des entreprises exerçant au Bénin, à des personnes physiques ou morales installées ou non au Bénin ne sont admis en déduction du bénéfice imposable qu'à la condition supplémentaire de ne pas être excessifs et présenter le caractère d'un transfert indirect de bénéfice. Dans tous les cas, ils ne sont déductibles que dans la limite de 20% des frais généraux justifiés tels que définis au point 5- a du présent article ».

²¹⁶ L'article 80 du Code Général des Impôts du Mali dispose que : « *Lorsqu'une entreprise est autorisée à exercer une activité au Mali sans y avoir son siège social la quote-part des frais de siège social incombant aux entreprises établies au Mali ne peut dépasser 20 % des frais généraux des dites entreprises.*

Les frais de siège s'entendent des frais de secrétariat, de la rémunération du personnel employé au siège et des autres frais engagés par la société mère pour les besoins de l'ensemble de ses frais filiales et/ou établissements stables. ».

²¹⁷ Ce dispositif est par exemple prévu à l'article 238 A du Code Général des Impôts français. Toutefois, cette disposition s'applique à l'ensemble de versements effectués vers des Etats à fiscalité privilégiée et non pas aux seuls versements effectués à une entreprise associée située dans un de ces Etats : <https://www.legifrance.gouv.fr/affichCodeArticle.do?cidTexte=LEGITEXT000006069577&idArticle=LEGIARTIO00006309072&dateTexte=&categorieLien=cid>

Il faut relever que le Canada, qui ne dispose pas d'un dispositif fiscal incitatif exorbitant du droit commun contrairement aux pays d'Afrique sub-saharienne membres du CREDAF, limite le droit à déduction des dépenses minières et pétrolières selon qu'il s'agit de Frais d'exploration au Canada (FEC) ou de Frais d'aménagement au Canada (FAC)²¹⁸. Les FEC constituent, entre autres, les dépenses engagées (autres que tout bien amortissable) par un contribuable afin de déterminer l'existence, l'endroit, l'étendue ou la qualité d'un gisement de pétrole ou de gaz naturel ou d'une ressource minérale naturelle et l'étendue et l'endroit d'une ressource d'énergie renouvelable. Ils englobent également les dépenses d'aménagement préalables à la production commerciale (*voir la Section II ci-dessus pour une définition de la première production commerciale*). Les FAC pour le secteur minier comprennent à l'origine le coût des permis et droits. Ils comprennent également le coût de construction des galeries, des rampes d'accès, des murs de soutènement, etc. Dans le secteur pétrolier et gazier, les FAC comprennent principalement les coûts de forage ou d'achèvement d'un puits. Les FEC et les FAC sont cumulés dans un compte fiscal à durée indéterminée à partir duquel la société peut, pour chaque année d'imposition, les déduire contre ses revenus imposables à raison de 100% pour les FEC et de 30% pour les FAC. Le reliquat des FAC non déduits est reportable et déductible les années suivantes à hauteur de 30%.

3. Le rôle des retenues à la source sur les rémunérations de prestations de services ²¹⁹

De nombreux pays africains appliquent des retenues à la source sur les rémunérations de prestations de services versées à un prestataire établi à l'étranger. Lorsqu'il est difficile d'avoir un bon contrôle sur la politique de prix de transfert d'une société, ces retenues à la source permettent à tout le moins d'imposer dans le pays de la source une contrepartie peut-être volontairement surévaluée pour réduire la base imposable à l'impôt sur les bénéfices dans ce pays (s'agissant d'une charge pour l'acheteur).

Toutefois, il faut rappeler que, selon les conventions modèles OCDE et ONU²²⁰, les rémunérations des prestations de services rendues par un résident d'un État contractant ne sont en principe taxables au titre de l'impôt sur les bénéfices que dans cet État contractant (avec une exception toutefois sous le modèle ONU)²²¹.

²¹⁸ Voir la Loi de l'Impôt sur le Revenu du Canada (<http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/i-3.3/>) et notamment l'article 66.

²¹⁹ Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

²²⁰ Les conventions modèles OCDE et ONU disposent qu'une personne morale est résidente de l'État où elle a son siège de direction effective et que les bénéfices de ce résident ne doivent être taxés que dans l'État de résidence sauf à ce qu'il dispose dans l'autre État d'un établissement stable à partir duquel il exerce son activité (Art. 4, 5 et 7 des conventions modèles).

²²¹ Le modèle ONU dispose dans son article 5, 3, b que le terme « établissement stable » comprend également : « *La fourniture, par une entreprise, de services, y compris de services conseils, par l'intermédiaire d'employés ou autre personnel engagés par l'entreprise à cette fin, mais seulement si des activités de cette nature se poursuivent (pour le même projet ou un projet connexe) dans un État contractant pour une période ou des périodes totalisant plus de 183 jours d'une période de 12 mois commençant ou s'achevant au cours de l'année fiscale concernée.* », ONU (2011), « *Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement – Révision de 2011* », http://www.un.org/esa/ffd/wp-content/uploads/2015/02/UN_Model2011_UpdateFr.pdf

Il en ressort que les rémunérations de ces prestations de services ne peuvent pas faire l'objet d'une retenue à la source dans l'autre État lorsqu'une convention fiscale, visant à éviter la double imposition qui suit ces modèles, a été signée entre les deux États concernés.

B. Comment imposer les contrats d'amodiation ou d'affermage ? ²²²

Les contrats d'amodiation sont des conventions par lesquelles le titulaire du titre minier ou pétrolier procède à la location de la mine à un tiers moyennant une redevance²²³. Il ne s'agit pas d'une location ordinaire puisque l'usage détruit la chose.

Une variante du contrat d'amodiation est le « *farm-out agreement* » qui est une sorte de contrat d'affermage par lequel une entreprise cède un pourcentage dans un titre minier à une autre personne en échange d'une contrepartie (en argent et/ou en obligations de faire, par exemple de forer à un certain endroit jusqu'à une certaine profondeur, etc.) pour une certaine durée.

Dans un contrat d'amodiation, l'amodiant ou amodiateur est la personne qui possède le titre minier et le donne en location ou en cède une partie. L'amodiataire est la personne qui prend le titre en location ou convient d'explorer ou d'aménager le gisement en échange d'un droit sur le titre.

En pratique, l'amodiation sera utilisée lorsque le détenteur du titre minier ou pétrolier n'arrive pas à accomplir les obligations légales qui lui incombent (en matière d'exploration ou d'exploitation) et risque de perdre ses droits sur le titre. Le fait de louer son titre ou de céder une part de sa participation à un investisseur en échange d'une contrepartie en nature peut garantir le maintien de ses droits dans le titre.

L'OCDE reconnaît également dans ses commentaires sur l'article 5 que certains États « *répugnent* » à adopter le principe de l'imposition exclusive dans l'État de résidence des prestations de services qui ne sont pas attribuables à un établissement stable situé sur leur territoire mais qui sont exécutées sur ce territoire (Commentaires OCDE sur l'article 5, n° 42.14). Ces États sont préoccupés par le fait que certaines entreprises de services n'ont pas besoin d'installation fixe d'affaires dans leur territoire pour y exercer un volume substantiel d'activités (OCDE (2014), « *Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune (telle qu'elle se lisait le 15 juillet 2014)* », <http://www.oecd.org/fr/ctp/conventions/modele-de-convention-fiscale-concernant-le-revenu-et-la-fortune-2014-version-complete-9789264239142-fr.htm>).

²²² Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

²²³ Le Code Minier de 2002 de la RDC définit l'amodiation comme suit : « *Amodiation : un louage pour une durée déterminée ou indéterminée, sans faculté de sous-louage, de tout ou partie des droits attachés à un droit minier ou une autorisation de carrières moyennant une rémunération fixée par accord entre l'amodiant et l'amodiataire* » (article 1 de la loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002 portant code minier). L'article 177 précise que « *Les droits miniers et/ou de carrières de recherche ne peuvent pas faire l'objet d'amodiation* ».

L'article 1 du Code Minier de la Guinée de 2013 a une définition similaire : « *Amodiation : un louage pour une durée déterminée ou indéterminée sans faculté de sous-louage, de tout ou partie des droits attachés à une Autorisation d'exploitation de carrière, à un Permis d'exploitation minière industrielle ou semi-industrielle, ou à une Concession minière moyennant une rémunération fixée par accord entre l'amodiant et l'amodiataire* ».

La question de l'imposition de la contrepartie versée dans le cadre de ces contrats n'est généralement pas réglée explicitement dans les Codes Miniers africains. Il faut remarquer d'ailleurs que ces codes n'exigent pas, en général, que l'amodiataire soit constitué en société de droit local alors qu'ils l'exigent du titulaire du titre minier (s'agissant du permis d'exploitation). En principe, l'application du droit commun devrait conduire à traiter cette contrepartie comme un revenu immobilier s'agissant d'une sorte de location. S'agissant d'une location, cette dernière devrait également être traitée comme une prestation de service aux fins de la TVA et être imposée en conséquence. Selon les Codes Miniers, il faudra déterminer si cette prestation de service peut être exonérée en application des exonérations applicables selon les différentes phases du cycle minier²²⁴.

Il faut relever qu'au Canada, la contrepartie qui consiste en des travaux d'exploration ou de mise en valeur, est réputée nulle et donc non soumise à TVA. Seule la contrepartie monétaire est soumise à TVA²²⁵. De surcroît, l'amodiation engendre d'autres problématiques au Canada, notamment la question de savoir qui, entre l'amodiant et l'amodiataire, a le droit de demander la déduction des Frais d'exploration au Canada (FEC) et des Frais d'aménagement au Canada (FAC). Les règles sont complexes mais, en principe, les FEC ou FAC doivent aller au contribuable qui les engage. Ainsi, dans un contrat d'amodiation classique, ces frais doivent aller à l'amodiataire.

C. Comment imposer les plus-values ? ²²⁶

Il faut distinguer deux types de cessions : les cessions de titres miniers proprement dits (1) et les cessions de sociétés détenant directement ou indirectement ces titres (2).

1. Les plus-values sur cessions de titres miniers

Les cessions de titres miniers (permis de recherche ou permis d'exploitation) devraient en principe être imposables en application du droit commun. En effet, la plus-value réalisée sur la cession entre dans l'assiette de l'impôt sur les bénéfices. Cette plus-value devrait être égale à la différence entre la valeur du gisement et les coûts nécessaires à sa découverte²²⁷.

²²⁴ Pour une étude notamment sur la question du traitement TVA des contrats d'amodiation en Afrique francophone et anglophone, voir : Charlet Alain (2015), « *The VAT and Customs Treatment of the Mining Industry in Sub-Saharan Africa* » dans *Tax Design Issues Worldwide* édité par Victor Thuronyi et Geerten M.M. Michielse, publié par Kluwer Law International, Series on International Taxation No.51.

²²⁵, Article 162 de la Loi sur la taxe d'accise, L.R.C. (1985), ch. E-15, <http://laws-lois.justice.gc.ca/PDF/E-15.pdf> et Agence du revenu du Canada, « *P-128R2 Traitement fiscal de la fourniture d'une participation directe indivise dans l'actif d'une mine ou d'un puits de gaz ou de gaz ou de pétrole (Révisé)* », <http://www.cra-arc.gc.ca/F/pub/gl/p-128r2/p-128r2-06f.pdf>

²²⁶ Cette partie est reprise du cours donné par Alain Charlet à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>

²²⁷ Voir par exemple l'article 91-II du nouveau Code Minier de 2013 qui dispose que la plus-value est égale à la différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable du titre minier (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée). À noter toutefois que l'article 105 du Code guinéen général des Impôts prévoit, sous certaines conditions, une exonération des plus-values réalisées sous condition d'un engagement de réinvestir un montant égal au montant de la plus-value dans un délai de trois ans.

Voir également l'article 253 du Code Minier de 2002 (Loi n° 007/2002 du 11 juillet 2002) qui dispose que la plus-value est égale à la différence entre le prix total de cession et le montant non amorti des dépenses de recherches et de développement.

Toutefois, certaines législations exonèrent indirectement ces cessions lorsqu'elles prévoient que les phases de recherche et de développement du cycle minier sont exonérées d'impôts sur les bénéfices²²⁸.

D'autres législations les soumettent à un impôt spécifique (notamment lorsqu'une exonération d'impôt sur les bénéfices s'applique en phase de recherche)²²⁹.

En matière pétrolière, la situation est un peu plus spécifique. Il peut arriver qu'un des partenaires à une « *joint-venture* » souhaite céder ses droits dans le contrat pétrolier, soit à un autre partenaire, soit à un tiers. Dans cette hypothèse, les codes prévoient généralement le versement d'un droit sur la valeur de la transaction et/ou une imposition de la plus-value réalisée²³⁰.

En définitive, la question de l'imposition ou de l'exonération des cessions de titres ou des cessions de droits dans un contrat pétrolier est une question de politique fiscale. Les cessions portant sur les permis d'exploitation devraient normalement être imposables. En revanche, l'exonération des plus-values sur cessions de titres de recherche peut se justifier par la volonté de valoriser le sous-sol en encourageant l'exploration. A cet effet, il faut rappeler que la recherche est une activité risquée en matière de retour sur investissement (*voir la Section I ci-dessus*). En outre, elle est souvent pratiquée par de plus petites sociétés appelés « *Juniors* ».

²²⁸ Par exemple, l'article 147 du Code Minier de 2015 du Burkina Faso dispose que les titulaires d'un permis de recherche sont exonérés de l'impôt sur les bénéfices (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

²²⁹ Au Burkina Faso, les plus-values de cessions de titres miniers sont exonérées de la taxe sur les plus-values immobilières de droit commun en application des dispositions de l'article 182 du Code des Impôts directs et indirects (CIDI) burkinabé mais sont passibles, en application de l'article 186 du même code, d'une taxe spécifique dite « *taxe spécifique sur les revenus de transaction de titres miniers* » au taux de 20 %.

En Mauritanie, depuis la révision de 2014, l'article 43 nouveau du Code Minier de 2008 dispose que le produit de la vente d'un permis d'exploitation est assujéti à une taxe de 10% (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes). Auparavant, c'était la plus-value et non le produit de la vente qui était passible d'une imposition à un taux de 10% (Loi n° 2012.014 abrogeant et remplaçant certaines dispositions de la loi n° 2008-011 du 27 avril 2008, modifiée par la loi n° 2009-026 du 7 avril 2009, portant code minier).

²³⁰ En Algérie, l'article 31 du Code Pétrolier de 2005 dispose que ce droit est non déductible de l'impôt sur les bénéfices et est égal à 1% de la valeur de la transaction (Loi n°05-07 du 28 avril 2005 relative aux hydrocarbures, modifiée par l'ordonnance n°06-10 du 29 juillet 2006, approuvée par la loi n°06-18 du 14 novembre 2006, et modifiée par la loi n°13-01 du 20 février 2013).

L'article 163 du Code Pétrolier du Congo (Brazzaville) de 2016 applique une taxe forfaitaire de 10% sur la plus-value réalisée. La plus-value est égale à la différence entre le prix de cession obtenu par le cédant et le montant total des coûts restant à récupérer par le membre du contracteur cessionnaire (Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant code des hydrocarbures).

En Côte d'Ivoire, l'article 17.7. du contrat-type de partage de production d'hydrocarbures rappelle que les cessions de droits dans un contrat pétrolier sont soumises aux droits d'enregistrement de droit commun sauf si ces cessions interviennent entre les sociétés signataires à un même contrat pétrolier.

Au Gabon, l'article 231 du Code Pétrolier de 2014 dispose que les cessions de droits découlant d'un contrat pétrolier sont soumises à un droit de mutation sur la valeur réelle des droits transférés. Ce droit de mutation est dû par le cessionnaire. En outre, l'article 232 dispose que la plus-value réalisée sur cette cession est imposée au taux de droit commun. Elle est due par le cédant (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

Ces dernières n'ont pas les moyens de mener l'exploitation par elles-mêmes : elles doivent donc, soit revendre leur titre, soit constituer une joint-venture avec une « *major* », pour espérer réaliser un bénéfice.

2. Les plus-values sur cessions directes et indirectes de sociétés détenant des titres miniers

Le cas visé ici se réfère à la cession des parts ou actions de sociétés titulaires d'un titre minier et non à la cession du titre minier en tant que tel.

Les cessions de parts sociales ou d'actions de sociétés titulaires d'un titre minier doivent, en principe, être imposées selon le régime de droit commun. Autrement dit, les plus-values doivent être intégrées dans l'assiette à l'impôt sur les bénéfices. Ce point ne prête pas à discussion lorsque la transaction intervient entre deux opérateurs nationaux. En revanche, lorsque le cédant est un actionnaire étranger, la situation est un peu plus complexe.

En droit fiscal international, selon l'article 13.5 du modèle de convention de l'OCDE, les plus-values provenant de l'aliénation de valeurs mobilières sont en principe imposables dans l'État dont le cédant est résident²³¹. Le modèle OCDE conduit à ce que la plus-value réalisée par une société étrangère, qui vend les actions qu'elle détient dans une société africaine, ne soit pas imposée dans cet État africain. Le modèle OCDE est généralement repris dans les conventions signées entre États africains et pays occidentaux. En outre, il dispose d'une autorité qui influence naturellement les règles du droit fiscal international, même lorsqu'un État n'a pas signé de convention fiscale visant à éviter la double imposition.

Toutefois, l'article 13.4 du modèle de convention de l'OCDE introduit une dérogation à ce principe lorsque la société est à prépondérance immobilière, c'est-à-dire lorsque les actions cédées tirent plus de 50% de leur valeur de biens immobiliers²³². Dans cette hypothèse, la cession est imposable dans l'État où est située la société dont les actions sont cédées. Toute la question est de savoir si une société minière pourrait être considérée comme une société à prépondérance immobilière.

A ce titre, l'article 6.2 du modèle de convention de l'OCDE définit la notion de bien immobilier par référence au droit de l'État où le bien est situé. Il indique toutefois qu'elle comprend les droits immobiliers et notamment « *les droits à des paiements variables ou fixes pour l'exploitation ou la concession de l'exploitation de gisements minéraux* »²³³.

²³¹ L'article 13.5 du modèle ONU diffère toutefois du modèle OCDE. En effet, il permet l'imposition des plus-values dans l'État de la société dont les titres sont cédés lorsque le cédant a détenu, à un moment quelconque au cours des 12 mois précédant la cession, un certain pourcentage du capital de la société dont les titres sont cédés. L'article 13.5 du modèle ONU dispose que « *Les gains, autres que ceux visés au paragraphe 4 du présent article, qu'un résident d'un État membre tire de l'aliénation d'actions ou de parts d'une société qui est un résident d'un autre État membre sont imposables dans cet autre État membre si le cédant, à un moment quelconque au cours des 12 mois précédant la cession, a détenu directement ou indirectement au moins ... % du capital de cette société* ».

²³² Selon l'article 13.4 du modèle de convention de l'OCDE, « *Les gains qu'un résident d'un État contractant tire de l'aliénation d'actions qui tirent directement ou indirectement plus de 50 pour cent de leur valeur de biens immobiliers situés dans l'autre État contractant sont imposables dans cet autre État* ».

²³³ L'article 6.2 du modèle de convention de l'OCDE dispose que « *2. L'expression « biens immobiliers » a le sens que lui attribue le droit de l'État contractant où les biens considérés sont situés. L'expression comprend en tous cas les accessoires, le cheptel mort ou vif des exploitations agricoles et forestières, les droits auxquels s'appliquent les dispositions du droit privé concernant la propriété foncière, l'usufruit des biens immobiliers et les droits à des paiements variables ou fixes pour l'exploitation ou la concession de l'exploitation de gisements minéraux, sources et autres ressources naturelles ; les navires, bateaux et aéronefs ne sont pas considérés comme des biens immobiliers.* »

L'enjeu est donc de déterminer si la plus-value sur la cession des actions d'une société minière peut être imposée dans l'Etat dans lequel elle est située. Cette solution peut sembler équitable si l'on considère que l'objet de l'achat n'est pas nécessairement les actions de la société mais le titre minier dont elle dispose et dont elle dérive une partie de sa valeur.

La Guinée a mis en place un dispositif, dans son Code Minier de 2013, qui permet d'imposer les cessions de parts ou d'actions de sociétés qui détiennent directement ou indirectement des actifs en Guinée²³⁴.

Lorsque le cédant n'est pas établi en Guinée, la plus-value est prélevée par voie de retenue à la source et payée par la société dont les actions sont cédées au taux de droit commun de l'impôt sur les sociétés²³⁵.

²³⁴ Art. 91-III et 91-IV du Code Minier de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée).

²³⁵ Les articles 91-III et 91-IV du Code Minier de 2013 de la Guinée disposent que : « Article 91-III : Cession d'actions ou de parts sociales d'une personne morale titulaire d'un Titre minier ou d'une Autorisation.

Toute cession d'actions ou de parts sociales d'une personne morale titulaire d'un Titre minier ou d'une Autorisation est taxée selon le régime des plus-values.

L'assiette de la plus-value sur la cession d'une action ou part sociale est constituée par la différence entre le prix de cession de l'action ou de la part sociale et la valeur nette comptable de cette action ou part sociale.

Cette plus-value constatée au niveau de la personne physique ou morale ayant cédé les actions ou parts sociales d'une personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation est réputée être de source guinéenne dans la mesure où les actifs de la personne morale dont les actions ou parts sociales sont cédées sont situés en Guinée. Lorsque les actifs de la personne morale dont les actions ou parts sociales sont cédées sont situés dans plusieurs juridictions, la plus-value n'est calculée que sur la valeur des actifs appartenant à la filiale de droit guinéen.

Par conséquent, lorsque le cédant n'est pas établi en Guinée, cette plus-value est imposée à la source en Guinée à l'impôt sur les sociétés au taux de droit commun défini à l'article 229 du Code Général des Impôts. L'impôt est retenu à la source par la personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation. Cette retenue à la source est exigible au moment de la réalisation de la plus-value.

Le non-paiement de la retenue à la source exigible est sanctionné par le retrait du Titre minier ou de l'Autorisation conformément aux dispositions du présent Code.

Lorsque le cédant est établi en Guinée, la plus-value ou la moins-value constatée est traitée comme un résultat ordinaire conformément aux dispositions de l'article 92 du Code Général des Impôts.

Les règles concernant les modalités de calcul, de déclaration et de règlement de cette plus-value sont précisées par voie réglementaire.

Article 91-IV : Cession de prises de participation conférant un contrôle indirect sur une personne morale titulaire d'un Titre minier ou d'une Autorisation

Lorsqu'un changement de contrôle indirect intervient sur une personne morale titulaire d'un Titre minier ou d'une Autorisation, l'ensemble des cessions de prises de participation, sur les douze mois précédant cette prise de contrôle indirect, qui ont conféré ce contrôle indirect à une personne physique ou morale, est taxé selon le régime des plus-values.

Par contrôle indirect, on entend une chaîne, sans limites particulières, de prises de participation parallèles (plusieurs sociétés détenant des participations dans une même société) et/ou verticales (une société contrôlant successivement une ou plusieurs sociétés) permettant à une personne physique ou morale d'exercer une influence ou un contrôle sur la personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation.

L'influence est établie lorsque la personne physique ou morale participe de manière effective aux décisions relatives à la gestion et à la politique financière de la société émettrice.

Le contrôle est établi :

- *lorsque la personne physique ou morale détient directement ou indirectement une fraction du capital lui conférant la majorité des droits de vote dans les assemblées générales de la société émettrice ;*
- *ou, lorsqu'elle dispose de la majorité des droits de vote dans cette société en vertu d'un accord conclu avec d'autres associés ou actionnaires ;*
- *ou, lorsqu'elle détermine en fait, par les droits de vote dont elle dispose, les décisions dans les assemblées générales de cette société.*

Ce dispositif est accompagné d'une obligation d'information en cas de cessions directes ou indirectes de parts ou d'actions conférant un contrôle sur la société détentrice du titre minier établie dans le pays, faute de quoi le titre minier peut être retiré de manière discrétionnaire²³⁶. Cette obligation d'information existe également dans d'autres codes miniers récents²³⁷.

En matière pétrolière, le Code Pétrolier du Gabon de 2014 applique un droit de mutation sur la cession des droits sociaux de personnes morales dont l'actif est constitué majoritairement de droits dans un contrat pétrolier. Il impose également expressément la plus-value réalisée sur cette cession²³⁸.

L'assiette de la plus-value est constituée par la différence entre le prix de cession et la valeur nette comptable de l'ensemble des titres de participation, conférant un contrôle indirect sur la personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation, cédés sur les douze mois précédant ce changement de contrôle indirect, à la personne physique ou morale qui exerce désormais ce contrôle indirect sur la personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation.

Cette plus-value est réputée être de source guinéenne dans la mesure où les actifs de la personne morale titulaire du Titre minier ou de l'Autorisation sont situés en République de Guinée. Lorsque les actifs de la personne morale dont les actions ou parts sociales sont cédées sont situés dans plusieurs juridictions, la plus-value n'est calculée que sur la valeur des actifs appartenant à la filiale de droit guinéen.

Par conséquent, cette plus-value est imposée à la source en Guinée à l'impôt sur les sociétés au taux de droit commun défini à l'article 229 du Code Général des Impôts. L'impôt est retenu à la source par la personne morale titulaire du titre minier ou de l'autorisation. Cette retenue à la source est exigible au moment de la réalisation de la plus-value.

Le non-paiement de la retenue à la source exigible est sanctionné par le retrait du Titre minier ou de l'Autorisation conformément aux dispositions du présent Code.

Les règles concernant les modalités de calcul du contrôle indirect dans une personne morale titulaire d'un Titre minier ou d'une Autorisation en Guinée ainsi que les modalités de calcul, de déclaration et de règlement de cette plus-value sont précisées par voie réglementaire. »

²³⁶ En Guinée, l'article 90 du Code Minier de 2013 dispose que toute cession d'un titre minier doit être soumise à l'approbation préalable du ministre des mines, ainsi que tout changement de contrôle direct ou indirect ou toute prise de participation directe ou indirecte égale ou supérieure à 5 % (Loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée – non modifiée sur ce point par la Loi L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013).

²³⁷ En Mauritanie, l'article 43 ancien du Code minier établi par la loi n° 2008-011 du 27 avril 2008 disposait que « la cession ou l'amodiation du permis d'exploitation ne prend effet que si elle a été autorisée par arrêté du Ministre ». Cette disposition, qui ne visait toutefois pas les cessions de parts ou d'actions de sociétés détentrices d'un titre minier, a depuis été abrogée (Loi n°2008-011 du 27 avril 2008 portant Code Minier amendée par la Loi n°2009-026 du 7 avril 2009, la Loi n°2012-014 du 22 février 2012 et la Loi n°2014-008 du 29 avril 2014, http://www.impots.gov.mr/fr/Docs_autres_codes).

Au Burkina Faso, selon l'article 106 du Code Minier de 2015, « le titulaire du titre minier doit transmettre au Ministre chargé des mines tout contrat ou accord par lequel il confie, cède ou transmet partiellement ou totalement, les droits et obligations résultant du titre minier » (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

²³⁸ Au Gabon, l'article 231 du Code Pétrolier de 2014 dispose que : « Les transferts ou cessions de droits et obligations découlant d'un contrat d'hydrocarbures qu'ils soient opérés par vente, apport, cession ou toute autre modalité juridique, ainsi que le transfert de droits sociaux de personnes morales dont l'actif est constitué majoritairement de tels droits ou de droits détenus directement ou indirectement dans de telles entités sont soumis à un droit de mutation assis sur la valeur réelle des droits transférés évaluée à la date du transfert. ». Le droit de mutation de 3% est dû par le cessionnaire.

En outre, l'article 232 dispose que la plus-value réalisée sur cette cession est imposée au taux de droit commun : « La plus-value réalisée à l'occasion de transferts de droits et obligations découlant d'un contrat d'hydrocarbures qu'ils soient opérés par vente, apport, cession ou toute autre modalité juridique, ainsi que le transfert de droit sociaux de personnes morales dont l'actif est constitué majoritairement de tels droits ou de droits détenus directement ou indirectement dans de telles entités, est taxée au taux de droit commun. ». Cette plus-value est due par le cédant. (Loi n°011/2014 du 28 août 2014 portant réglementation du secteur des Hydrocarbures en République Gabonaise, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/gabon/Gabon-Loi-2014-11-hydrocarbures.pdf>).

D. Les points de fragilité de l'assiette fiscale

Ce développement propose une synthèse des points de vulnérabilité de l'assiette fiscale. Ces vulnérabilités sont variables selon la phase du cycle minier ou pétrolier : recherche et développement (1), exploitation (2) ou fermeture de la mine ou du gisement (3).

1. Les opérations rattachées à la phase de recherche et développement

Pour permettre aux exploitants de réduire le temps de retour à l'investissement, certaines législations autorisent l'usage de l'amortissement dégressif ou exceptionnel en phase de recherche. Il en ressort que les titulaires des droits miniers ou pétroliers peuvent être tentés de surévaluer le prix des équipements acquis auprès d'un affilié. Il s'agit d'une problématique prix de transfert classique (surévaluation des charges entre entreprises associées) mais dont l'effet est renforcé en ce qui concerne les industries extractives en raison du prix des équipements en jeu. Dans cette hypothèse, il peut être utile pour une Administration de faire appel aux services des Cabinets spécialisés d'audit de certification de l'état et de la valeur économique de ces équipements. La procédure d'assistance administrative mutuelle entre Etats peut être une seconde voie pour éclairer l'Administration fiscale du pays de la source sur la durée d'amortissement, la valeur nette comptable de ces équipements ainsi que sur leur valeur de vente.

2. Les opérations concernant la phase d'exploitation

Au-delà des problématiques classiques en matière de prix de transfert (surévaluation des charges entre entreprises associées ou sous-évaluation des produits pour diminuer la base d'imposition de la société extractive), certaines questions sont spécifiques aux industries extractives en phase d'exploitation.

a) La question de la quantification de la production

La quantification exacte de la production est l'un des facteurs déterminants dans la détermination des revenus de l'exploitant. Le suivi de la productivité des équipements ou des consommations intermédiaires se fait grâce à certains ratios techniques. Ainsi, la production, exprimée en quantité, peut être rapportée au temps de travail des équipements au cœur de la production ou aux consommations des principaux produits intermédiaires (exemple, la quantité de réactifs consommés). La certification de ces ratios par des Cabinets spécialisés indépendants ou leur observation dans la durée peut aider l'Administration à se convaincre de la quantité produite déclarée. La variabilité significative de ces ratios, sans raison suffisante, peut être révélatrice de manipulations.

b) La valorisation de la teneur et du taux d'humidité des produits vendus

La teneur, le taux d'humidité des minerais ainsi que le taux de récupération du métal contenu fixé par le fondeur sont des paramètres permettant de déterminer le prix des commodités semi-élaborées. Les équipements de contrôle dans les pays en développement étant de faible qualité pour attester la teneur et le taux d'humidité, il peut être utile, le cas échéant, de mener une contre-expertise à l'étranger.

c) *La valorisation des rejets*

La vente à l'étranger des substances minérales semi-affinées peut favoriser le transfert à l'étranger des rejets au motif que ces produits sont indésirables ou non marchands. Or, l'évolution actuelle de la technologie dans le traitement des minerais rend exploitable les rejets dans certains cas. Dans cette hypothèse, ces rejets doivent être des produits imposables.

d) *L'usage des contrats de couverture*

La signature, par la société extractive, de contrats de couverture pour se prémunir de la volatilité des cours mondiaux peut entraîner une perte de recettes fiscales lorsque le prix convenu est hors de proportion avec le prix de pleine concurrence. Cela peut affecter évidemment l'assiette de l'impôt sur les bénéfices mais également celle des redevances proportionnelles lorsque ces dernières sont elles aussi fonction du prix de vente et non d'un cours de référence.

3. Les opérations concernant la phase de fermeture de la mine

La fermeture d'une mine ou d'un gisement conduit à la réalisation de dépenses de réhabilitation de l'environnement. Cette dernière peut également entraîner la vente des équipements lorsqu'elle emporte la fermeture de la société. La surévaluation des dépenses de fermeture de la mine ou du gisement peut diminuer l'assiette fiscale. En outre, lorsque la fermeture de la mine ou du gisement conduit à la fermeture de la société, il existe un risque que les équipements soient cédés à des parties liées en dessous du prix de pleine concurrence.

E. La question du renforcement des relations entre administrations et des capacités administratives

Le renforcement des relations entre administrations et des capacités administratives passe par plusieurs préalables : tout d'abord la spécialisation des services (1), le renforcement des capacités (2) et le renforcement de la coopération nationale, régionale et internationale (3).

1. La question de la spécialisation des services de l'administration fiscale

A partir du moment où l'industrie extractive prend de l'importance dans un pays, la spécialisation devient essentielle. Il faut nécessairement promouvoir une connaissance spécifique de cette industrie et de sa fiscalité propre.

Cela peut se faire par la mise en place d'une unité spécialisée dans le secteur extractif au sein de la section en charge des « *gros contribuables* ».

C'est ce qui a été initié au niveau de la Côte d'Ivoire où la Direction des Grandes Entreprises comprend une Sous-direction des Activités pétrolières qui est devenue la Sous-direction des Ressources naturelles. Des services spécialisés de vérification du secteur peuvent également être mis en place. C'est également le cas en République du Congo (Brazzaville) où il existe une unité opérationnelle dédiée à la fiscalité pétrolière basée à Pointe-Noire, ville où se concentrent les activités pétrolières²³⁹.

L'unité spécialisée pourra prendre en charge les sous-traitants principaux des entreprises du secteur, de façon à avoir une prise en charge coordonnée et globale du secteur extractif. Cette unité pourra être adaptée à la taille de l'industrie dans le pays.

On peut relever les avantages ci-après :

- vision globale de la fiscalité de l'industrie extractive de façon à pouvoir prendre en charge les principales problématiques et à traiter les préoccupations spécifiques des entreprises du secteur ;
- mise à la disposition des contribuables du secteur d'un guichet unique capable de traiter leurs requêtes ;
- existence d'un point focal pour échanger avec les autres administrations du secteur et avec les organisations qui s'y intéressent.

Au regard de tous ces avantages, la mise en place d'unités spécialisées peut s'avérer à la fois utile et justifiée.

2. Le renforcement des capacités

En raison de la complexité des activités des industries extractives, des connaissances à la fois fiscales et techniques sont nécessaires. Différents mécanismes peuvent être envisagés par les administrations fiscales pour une meilleure appréhension du secteur. Ainsi, l'on pourrait instaurer une formation des fiscalistes en charge du secteur sur les aspects typiquement techniques liés aux industries extractives ou recruter des spécialistes du secteur qui pourront venir en appui aux administrations fiscales dans le cadre de la gestion et surtout des contrôles fiscaux.

Le renforcement des capacités sur le suivi des normes fiscales, la comptabilité, l'audit et la négociation des contrats au sein des administrations fiscales est déterminant ; les autorités chargées de la gestion du secteur minier doivent inciter les compagnies internationales à s'impliquer davantage dans la formation académique et professionnelle des agents de l'administration fiscale dans le cadre de leur responsabilité sociale.

3. Le renforcement de la coopération nationale, régionale et internationale

En matière d'industrie extractive, le renforcement de la coopération peut se décliner sous plusieurs axes. Dans le cadre de ce guide, seront successivement abordées la collaboration au niveau national (a), la constitution d'une base de données (b), la coopération régionale (c) et la coopération internationale (d).

²³⁹ En République du Congo (Brazzaville), la Direction générale des Impôts et des Domaines dispose d'une direction centrale dédiée à la fiscalité pétrolière. Elle est composée : 1° du service des opérateurs pétroliers ; 2° du service de la sous-traitance pétrolière ; et 3° d'une unité de la fiscalité pétrolière.

a) *La collaboration au niveau national entre les administrations*

La collaboration et l'échange d'informations entre les administrations est capitale pour une meilleure appréhension des recettes tirées de l'industrie extractive. Une mauvaise coopération, ou tout simplement l'absence de coopération entre l'administration fiscale et les ministères en charge du secteur extractif, est catastrophique pour les recettes fiscales. Or, le plus souvent, les administrations sont cloisonnées, chacune étant jalouse de ses prérogatives. Il arrive bien souvent que les ministères de tutelles, notamment, détiennent d'importantes informations mais qu'ils ne les partagent pas.

Il convient donc d'organiser une synergie d'actions entre les administrations partenaires dans la collecte de l'information. Cette collaboration vise à une meilleure circulation des informations entre les administrations intervenant dans la filière des industries extractives : Impôts, Douanes, Hydrocarbures et Mines notamment.

En effet, même si un service spécialisé dans la fiscalité de l'industrie extractive est mis en place, l'échange d'informations avec d'autres administrations reste important. Il est donc nécessaire d'envisager une plateforme d'échange d'informations. Pour ce faire, il faudra préciser et consigner les responsabilités de chacun des organismes publics. Cette collaboration ne peut être effective que si les informations à échanger sont précisées et qu'il existe des procédures et des responsabilités clairement définies.

Le champ des informations à échanger est vaste mais on peut notamment retenir les points suivants :

- permis de recherche ou d'exploitation accordés et pourcentage de participations ;
- transferts ou autres modifications de participations dans le permis ;
- volumes de production et prévisions ;
- plans et rapports annuels opérationnels ;
- rapports de dépenses.

Dans la collaboration avec les administrations, il ne faut pas négliger le rôle de la société nationale de gestion du patrimoine minier ou pétrolier national lorsqu'elle existe (*pour davantage d'information, voir la Section II ci-dessus*). Celle-ci a tout intérêt à bien maîtriser les coûts liés à l'opérateur. Le suivi des coûts effectué par cette dernière peut fournir des informations extrêmement utiles lors des contrôles fiscaux. Il est donc important, pour l'administration fiscale, d'entretenir avec la société nationale de bonnes relations de travail et d'exercer son droit de communication à son égard le cas échéant.

b) *La constitution d'une base de données nationale commune aux administrations concernées*

Il s'agit ici de répondre au besoin de disposer d'un outil de documentation et de recherche destiné au stockage et à l'exploitation de l'information. En effet, dans le secteur des industries extractives, la création d'un système informatique de gestion des licences ou contrats, des titres et autorisations minières ou pétrolières en interconnexion avec les régies financières s'avère utile. Il en est de même de la création d'une base de données sur les barrières tarifaires et non-tarifaires aux produits à valeur ajoutée.

L'outil informatique à développer devra viser la documentation détenue par les différentes administrations impliquées dans la gestion du secteur extractif. Il permettra d'apporter une solution pérenne au stockage et à la sauvegarde de la documentation afin de renforcer la transparence et l'accès à l'information à divers niveaux. La mise à disposition d'une telle base de données peut faciliter l'élaboration des rapports et servir comme outil d'aide à la programmation et au contrôle.

Concernant l'accès à l'information, il devra être régi selon les profils utilisateurs et les habilitations correspondantes.

c) La coopération régionale

L'intégration régionale est censée présider à la coordination, la coopération et la convergence des efforts autour de projets d'intérêt commun, mais son niveau d'ambition peut s'avérer plus ou moins élevé, selon les réalités politiques et socio-économiques des pays membres. Cette intégration est plus perceptible en matière minière que pétrolière bien que les choses évoluent progressivement.

Les groupements régionaux africains ont accentué leurs efforts en vue d'harmoniser les codes miniers, en mettant en particulier l'accent sur la nécessité de cadres réglementaires transparents et de systèmes administratifs efficaces, avec notamment la création de guichets uniques pour l'octroi des licences d'exploitation minière. La plupart des Communautés économiques régionales, notamment la Communauté de développement de l'Afrique australe (SADC), la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO), l'Union économique et monétaire ouest-africaine (UEMOA) et la Communauté d'Afrique de l'Est (CAE/EAC) ont pris les premières mesures concrètes visant à harmoniser leurs politiques, législations et règlements nationaux et à définir des normes communes pour uniformiser l'environnement des affaires proposé aux investisseurs²⁴⁰.

Au final, force est de constater que la plupart de ces politiques régionales constituent, certes, un premier pas dans la bonne direction, mais qu'elles demeurent dans les faits en grande partie non contraignantes. Par exemple, le Règlement communautaire portant Code Minier de l'UEMOA²⁴¹, qui est en principe d'application directe s'agissant d'un Règlement, est resté inappliqué par les pays membres²⁴².

²⁴⁰ GREAT insights Magazine volume 3, numéro 7. Juillet / août 2014.

²⁴¹ « Règlement n°18/2003/CM/UEMOA du 23 déc. 2003 portant Code Minier Communautaire ». Voir Alain Charlet, Bertrand Laporte and Grégoire Rota-Graziosi (2013), « La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre », Novembre 2013, Revue de Droit Fiscal n°48.

Le titre 3 de ce règlement précise les avantages en matière fiscale et douanière que les États membres peuvent accorder. Les importations peuvent être, soit exonérées de droits de douanes (à l'exception de certains prélèvements communautaires), soit être admises sous régime suspensif durant les phases de recherche et de construction. En ce qui concerne les impôts, le titulaire du titre minier est notamment exonéré, en phase de recherche et de construction, de la TVA, de l'impôt sur les bénéfices, de la taxe patronale sur les traitements et salaires et de la patente. Le règlement met également en place un congé fiscal de 3 ans à compter de la date de la première production durant lequel le titulaire du titre minier est exonéré de l'impôt sur les bénéfices, de la contribution des patentes et de la taxe patronale sur les traitements et salaires. De surcroît, quelle que soit la phase du cycle minier, le titulaire du titre minier est exonéré de l'IMF et des impôts fonciers. Enfin, le titre 4 du règlement précise que les sous-traitants, quelle que soit la durée de la prestation de services fournie à un titulaire d'un titre minier, bénéficient des mêmes avantages fiscaux et douaniers que ce dernier.

²⁴² En application des articles 42 et 43 du Traité de l'UEMOA, le Conseil de l'UEMOA peut notamment, pour accomplir les objectifs de l'Union, édicter des règlements et des directives. Tout comme dans l'Union Européenne, les règlements ont une portée générale et sont directement applicables dans tout État membre, et les directives lient les États membres quant aux résultats à atteindre.

Aucun pays membre n'a abrogé les dispositions de son code minier qui sont contraires au Règlement communautaire. Cela s'explique sans doute par le fait que ce Règlement a été adopté en 2003 à une période où les cours des matières premières n'étaient pas très élevés. Il cherchait vraisemblablement à attirer les investisseurs par le biais de la dépense fiscale²⁴³.

Cela crée aujourd'hui, malheureusement, de l'insécurité juridique : les opérateurs seraient fondés, en théorie, à soulever devant une juridiction nationale une question préjudicielle visant à interroger la Cour de justice de l'UEMOA quant à la compatibilité du droit national avec le règlement²⁴⁴.

Ces politiques ne suffisent donc pas à cadrer un effort coordonné qui utilise les ressources minières et pétrolières pour propulser l'agenda de convergence.

d) *La coopération internationale*

Compte tenu de la diversité des politiques fiscales des pays, et étant donné que le marché des produits issus des industries extractives est par nature un marché mondial, le développement d'actions de coopération est essentiel pour assurer une meilleure mobilisation des recettes fiscales.

Il s'agit, pour les Etats, de recourir à une assistance administrative mutuelle internationale basée sur les conventions fiscales. Ces conventions ont pour avantages de faciliter la coopération internationale pour une meilleure application des lois fiscales nationales, tout en respectant les droits fondamentaux des contribuables. Les conventions offrent toutes les formes possibles de coopération entre Etats pour déterminer et collecter les impôts, en particulier en vue de combattre l'évasion et la fraude fiscales. Cette coopération va de l'échange de renseignements, y compris les échanges automatiques, à l'assistance au recouvrement des créances fiscales étrangères.

La coopération internationale, qu'elle soit multilatérale ou bilatérale, peut comporter à la fois de l'assistance technique (connaissance de la ressource, aide institutionnelle) et des actions de formation continue des cadres miniers et pétroliers des administrations des pays producteurs.

²⁴³ Alain Charlet, Bertrand Laporte and Grégoire Rota-Graziosi (2013), « *La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre* », Novembre 2013, Revue de Droit Fiscal n°48.

²⁴⁴ L'UEMOA dispose d'une Cour de justice qui peut en principe être saisie d'actions en manquement contre les États membres à l'initiative de la Commission ou d'un État membre (article 15 du « *Règlement n° 1/96/CM portant règlement des procédures de la Cour de justice de l'UEMOA* »). Elle peut également être saisie de questions préjudicielles.

Conclusion

Les industries minières et pétrolières sont des industries extractives de ressources non renouvelables à l'échelle du temps humain. Elles se caractérisent par une forte intensité capitaliste, due à un investissement élevé. Ces caractéristiques expliquent que ces industries bénéficient, dans la plupart des pays en développement qui sont membres du CREDAF, de nombreuses exonérations de tous impôts, taxes et droits de douane. Ces exonérations sont censées encourager l'exploration et faciliter les investissements des industries extractives. En effet, en phase de recherche et de développement, ces industries supportent essentiellement des coûts et ne réalisent aucun bénéfice.

Toutefois, il faut relativiser l'effet des exonérations en matière d'attractivité. En effet, selon une enquête menée en 2011 par l'ONUDI auprès de 7 000 entreprises de 19 pays africains, les incitations fiscales se classaient onzièmes sur les douze facteurs motivant le choix d'un lieu d'investissement²⁴⁵. Autrement dit, si les incitations fiscales peuvent avoir une influence dans la décision d'investir, il ne s'agit pas de l'élément le plus important. A ce titre, il faut relever que le Canada, qui est un grand pays minier, ne dispose pas d'un dispositif fiscal et douanier incitatif pour les industries extractives (mis à part les actions accréditives qui visent à encourager l'investissement passif dans les « Juniors »).

En outre, il faut relever que d'autres dispositifs permettraient d'aboutir en partie à des résultats similaires sans grever le Code Minier ou le Code des Hydrocarbures d'exonérations. Ainsi les régimes douaniers suspensifs, en particulier celui de l'admission temporaire, permettent à un opérateur d'importer des équipements de manière temporaire dans un pays en vue d'une opération donnée. Ce régime –qui relève du droit commun douanier– permet de suspendre totalement ou partiellement les droits et taxes sur cet équipement sous réserve que ledit équipement soit réexporté dans un certain délai (généralement un an dans les Codes Douaniers, avec des possibilités de prorogation). La suspension totale (qui suspend également la TVA) s'applique en principe aux marchandises visées par la Convention d'Istanbul (le matériel de forage pour la prospection notamment) et la suspension partielle aux autres marchandises non visées. L'avantage d'un régime suspensif par rapport à une exonération est qu'il permet de ne pas abandonner définitivement une recette fiscale ou douanière au cordon douanier. En effet, les droits et taxes deviennent immédiatement dus si les conditions pour bénéficier du régime ne sont plus remplies et que le bien est mis à la consommation.

²⁴⁵ ONUDI (2011), Enquête 2011 sur les investisseurs en Afrique, « *Africa Investor Report 2011: Towards Evidence-Based Investment Promotion Strategies* », https://www.unido.org/fileadmin/user_media/Publications/Pub_free/AIS_Report_A4.pdf

Voir aussi : OCDE (2013), « *Principes pour améliorer la transparence et la gouvernance des Incitations fiscales à l'investissement dans les pays en développement* », <https://www.oecd.org/fr/ctp/fiscalite-internationale/principes-pour-ameliorer-la-transparence-et-la-gouvernance-des-incitations-fiscales.pdf>

En matière de TVA en particulier, l'exonération d'un secteur d'activité dans son ensemble peut conduire à affecter dangereusement le paysage de la TVA dans le pays en fragilisant le rôle formalisateur de la TVA et contaminer le reste de l'économie. Or, l'on sait que la TVA représente la principale recette fiscale des pays en développement du CREDAF²⁴⁶ (bien que la TVA ne représente pas une recette fiscale définitive pour ce qui concerne l'imposition des industries extractives dans la mesure où la consommation finale n'a pas lieu dans le pays). En outre, les exonérations de TVA sur les importations ou achats de biens ou services des sociétés extractives repoussent la question du remboursement du crédit de TVA au niveau des sous-traitants de ces sociétés. Lorsque ces sous-traitants ne sont pas exportateurs, ils ne sont pas éligibles à une demande de remboursement de crédit de TVA dans la mesure où les pays en développement du CREDAF limitent généralement le droit au remboursement de la TVA aux seules entreprises exportatrices. Dans cette hypothèse, les sociétés extractives peuvent en subir les conséquences si leurs sous-traitants compensent leur manque à gagner par une majoration de leur marge (par exemple, à hauteur du montant de la TVA d'amont dont ils ne peuvent obtenir le remboursement). Cela peut conduire les industries extractives à solliciter des exonérations de TVA sur les achats effectués par leurs sous-traitants, voire leurs sous-sous-traitants.

De surcroît, le contrôle de ces dépenses fiscales peut s'avérer délicat. Il prend généralement la forme de listes minières ou pétrolières visant à encadrer les marchandises et équipements pouvant être importés en exonération de droits et taxes. Pour autant, il n'est pas toujours facile de vérifier que ces marchandises ou équipements sont affectés de manière exclusive au projet minier et pétrolier. Une bonne pratique pourrait consister à exiger, d'une part, que le contenu de la liste minière ou pétrolière soit propre à chaque phase d'activité et, d'autre part, que ne puissent figurer sur cette liste que les équipements, matières premières et consommables dont on ne peut pas trouver l'équivalent fabriqué dans le pays d'extraction à des conditions commerciales au moins égales à celles des biens à importer. En outre, les conditions concernant la révision de cette liste devraient être sévèrement encadrées. Par exemple, tout amendement pourrait nécessiter l'approbation du Ministre en charge des Mines ou des Hydrocarbures et du Ministre en charge des Finances.

En outre, les Codes Miniers et des Hydrocarbures étendent souvent le bénéfice du régime fiscal exonératoire aux sous-traitants de la société minière ou pétrolière. Cela n'est pas sans risque et, à tout le moins, il semble que les avantages accordés à ses sous-traitants devraient être limités à certains impôts et taxes (et, par exemple, ne pas inclure l'impôt sur les bénéfices). Dans l'hypothèse où les sous-traitants bénéficieraient eux-mêmes d'exonérations à l'importation, une liste minière devrait également être constituée par chaque sous-traitant assortie d'une responsabilité solidaire du titulaire du titre en cas de non-respect par le sous-traitant de ses obligations. De surcroît, la définition des sous-traitants devrait être suffisamment précise pour n'englober que certains sous-traitants exclusifs impliqués dans des opérations strictement minières ou pétrolières (par exemple, des activités de géo-services). Cette définition ne devrait pas inclure les transporteurs, les gestionnaires de bases de vie ou les sociétés de restauration.

²⁴⁶ Voir : Kyle McNabb et Philippe LeMay-Boucher (2014), « *Tax Structures, Economic Growth and Development* », ICTD, Working Paper 22, septembre 2014, http://www.ictd.ac/images/ICTD_WP22_2.pdf ; Jens Andersson (2015), « *Fiscal capacity and state formation in Francophone West Africa 1850-2010* », African economic history working paper series No. 22/2015, African Economic History Network (AEHN), <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordId=8055780&fileId=8055781>; et OCDE (2016), « *Statistiques des recettes publiques en Afrique* », Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264253308-en-fr>

Enfin, la pratique des conventions d'établissement ou contrats pétroliers aggrave encore le phénomène des exonérations déjà prolifiques sous les Codes Miniers ou des Hydrocarbures. Il s'agit de véritables contrats entre l'investisseur et l'Etat en application desquels est appliquée une fiscalité à la carte. Il convient de revoir cette pratique. Ces conventions ou contrats ne devraient que préciser les obligations de l'opérateur lorsque ces dernières ne sont pas prévues par la loi. Ils ne devraient pas pouvoir déroger aux dispositions légales et réglementaires en vigueur (qu'il s'agisse des dispositions fiscales, douanières, environnementales, du droit du travail, etc.). En outre, ils devraient être publiés, de manière systématique, en intégralité avec l'ensemble de leurs avenants, sous format papier et en ligne. A ce titre, il faut noter que le Code Pétrolier de la République du Congo (Brazzaville) dispose expressément que les contrats pétroliers doivent être approuvés par le Parlement mais qu'ils ne peuvent déroger ni au Code Pétrolier, ni à ses textes d'application, toute clause contraire étant réputée nulle²⁴⁷.

De surcroît, ces conventions et contrats sont en principe sacralisés par une clause de stabilisation qui empêche toute évolution du régime fiscal et douanier pour de nombreuses années. Cette pratique spécifique aux pays en développement pose de graves difficultés en matière d'équité fiscale, de gestion de l'impôt et, évidemment, de pertes de recettes. Ces clauses ne devraient jamais s'appliquer aux sous-traitants et sociétés affiliées : leur objet devrait être strictement limité à la seule société signataire de la convention. Il pourrait être utile de limiter les clauses de stabilité à une durée raisonnable et de restreindre leur champ d'application à l'assiette et au taux de certains impôts. Parmi les impôts qui pourraient être stabilisés, on peut penser à l'impôt sur les bénéfices, au partage de production et aux redevances proportionnelles. En effet, ce sont les éléments fiscaux fondamentaux qui peuvent avoir un effet important sur le calcul du retour sur investissement de l'investisseur. En revanche, l'ensemble des impôts et taxes dont l'assiette est fonction de droits fixes et qui pourraient être affectés par l'inflation ne devraient pas être stabilisés (par exemple les redevances fixes ou superficielles). Enfin, il conviendrait de ne pas signer de clauses d'équilibre économique. Ces clauses sont fréquentes dans les contrats pétroliers. Elles permettent à l'investisseur d'être indemnisé contre tout changement législatif de nature à affecter l'équilibre économique de son projet (y compris des changements relatifs au droit de l'environnement ou du travail par exemple).

En tout état de cause, la phase de production devrait marquer un véritable retour à une fiscalité de droit commun dans la mesure où les investissements les plus substantiels ont été effectués durant la phase de développement de la mine ou du champ pétrolier. Dans la mesure du possible, le rôle de l'Etat devrait consister à accompagner les industries extractives, notamment en développant les infrastructures et en améliorant le climat des affaires, plutôt qu'en leur accordant des incitations fiscales ou douanières.

Une question fondamentale pour les pays en développement du CREDAF est la question du partage de la rente entre l'investisseur et l'Etat. Bien que les cours des matières premières aient baissé depuis 2012 en raison du ralentissement de la demande chinoise, ils restent néanmoins supérieurs aux cours de 2002, date à laquelle les cours ont commencé à croître considérablement et ils sont revenus à un niveau comparable à celui de 2008. Par conséquent, les États ont parfois la perception de ne pas assez bénéficier de la hausse des cours en matière de recettes fiscales et s'interrogent sur la manière d'ajuster leur fiscalité.

²⁴⁷ Article 11 du Code Pétrolier du Congo (Brazzaville) de 2016 (Loi n°28-2016 du 12 octobre 2016 portant code des hydrocarbures).

Dans cette question du partage de la rente, les redevances pour les mines ou les contrats de partage de production pour les exploitations pétrolières semblent être aujourd'hui les moyens de prélèvements les plus importants. Cela est dû en partie à l'exonération des autres impôts et taxes prévus par le droit commun ainsi qu'à la difficulté de contrôler l'assiette de l'impôt sur les bénéfices dans les pays en développement. La question des redevances est essentielle pour les pays en développement car ils commencent à percevoir ces dernières dès que la mine rentre en phase de production alors même que cette dernière apure encore les déficits antérieurs constitués durant la période d'investissement. Un meilleur contrôle de ces redevances passe par une définition objective de leur assiette et de leurs taux. Il pourrait être pertinent pour des Administrations, aux moyens limités en matière de contrôle, de déterminer l'assiette des redevances en se référant à une évaluation objective fonction des cours de la matière première sur un marché coté (par exemple le « *London Metal Exchange* » / LME), plutôt que de l'estimer de façon subjective, c'est-à-dire sur le prix de vente des minerais ou des hydrocarbures comme cela est souvent fait. En outre, afin d'appréhender une plus grande part de la rente minière en période de hausse des cours, il pourrait apparaître pertinent pour ces administrations d'indexer le taux des redevances en fonction des cours des matières premières sur un marché coté.

D'autres prélèvements spécifiques peuvent s'appliquer tels que les bonus de signature ou de production, les taxes sur les superprofits, les prises de participation gratuites, la remise à terme des infrastructures ou les prélèvements pour des fonds de soutien au développement local. En particulier, la mise en place d'un impôt sur les superprofits est toujours délicate, essentiellement en raison des résistances qu'il peut engendrer. L'approche la plus simple pour imposer les profits additionnels générés par une entreprise en période de hausse des cours pourrait consister à mettre en place un taux majoré d'impôt sur les bénéfices lorsque le bénéfice imposable de la société minière dépasse un certain seuil, ou à faire varier le taux d'impôt sur les bénéfices en fonction de la rentabilité de l'entreprise. Par exemple, le Code des Hydrocarbures de la Tunisie fait varier, pour les hydrocarbures liquides, le taux de l'impôt sur les bénéfices de 50% à 75% en fonction d'un facteur R, qui est un ratio de revenus nets cumulés sur les dépenses cumulées²⁴⁸.

L'attribution de prises de participation gratuites à l'État ou à une société d'État donne la perception d'avoir un contrôle sur la société extractive et semble être un gage de versement de dividendes. Toutefois, rien n'oblige une Assemblée Générale à verser des dividendes à ses actionnaires. Une bonne pratique afin de pallier cette difficulté peut consister à attribuer à l'État des actions à dividende prioritaire. Cette disposition est prévue notamment par le Code Minier du Mali de 2012 et par celui du Burkina Faso de 2015²⁴⁹. En application de ce dispositif, l'État a le droit à un versement automatique de dividende sous réserve de l'existence d'un bénéfice distribuable et à hauteur de sa prise de participation dans le capital de la société extractive.

²⁴⁸ Article 101.3 du Code Pétrolier de 1999 (Loi n°99-93 du 17 août 1999, portant promulgation du code des hydrocarbures de la Tunisie, plusieurs fois modifiée, dernièrement par la Loi n°2008-15 du 18 février 2008, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/tunisie/Tunisie-Code-2011-hydrocarbures.pdf>).

²⁴⁹ Article 65 du Code Minier du Mali (Loi n°2012-015 du 27 février 2012 portant Code minier, <http://www.droit-afrique.com/upload/doc/mali/Mali-Code-2012-minier.pdf>) et article 44 du Code Minier du Burkina Faso de 2015 (Loi n°036-2015 CNT du 16 juin 2015).

Du point de vue de l'organisation des Administrations, à partir du moment où l'industrie extractive prend de l'importance dans un pays, la spécialisation devient essentielle. Il faut promouvoir une connaissance spécifique de cette industrie et de sa fiscalité propre. En outre, on constate trop souvent un déficit d'information entre les administrations partenaires concernées par le secteur extractif. Une bonne pratique consisterait à organiser des synergies entre les Administrations des Impôts, des Douanes, des Hydrocarbures et des Mines et à organiser le partage de l'information entre ces dernières.

Cette transparence qui doit régner dans les relations entre Administrations doit également gouverner les relations entre l'État et les sociétés extractives. De nombreux pays africains membres du CREDAF ont manifesté la volonté de rejoindre l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives (ITIE) et de se conformer à ses standards²⁵⁰.

A court terme, et à l'échelle nationale, cette transparence pourrait commencer par une publication des conventions conclues par l'Etat avec les sociétés comme nous l'avons suggéré ci-dessus. Il s'agit d'une exigence des Codes Miniers les plus récents²⁵¹, ces conventions étant parfois même mises en ligne sur internet²⁵².

Enfin, nous souhaitons terminer ce Guide en évoquant une évidence : il ne faut pas oublier que, si l'exploitation d'une mine ou d'un champ pétrolier engendre idéalement des recettes, elle entraîne également un coût environnemental, synonyme de pertes de recettes pour l'État si des mesures de sauvegarde ne sont pas prises. Afin d'encourager la réhabilitation du site, certains codes ont mis en place un dispositif incitatif sous la forme d'une provision pour réhabilitation de gisement. Il semble en outre indispensable de sécuriser cette réhabilitation grâce à l'usage d'un fonds séquestre ou d'une fiducie afin de s'assurer que les fonds affectés à la réhabilitation du site seront bien utilisés conformément à leur objet.

²⁵⁰ L'ITIE est une norme mondiale qui vise à assurer la bonne gouvernance des ressources pétrolières, gazières et minières des pays miniers. Les pays qui mettent en œuvre l'ITIE divulguent en principe l'information ayant droit notamment aux paiements d'impôts, aux permis, aux contrats et à la production des ressources naturelles. Cette transparence vise à assurer que ces ressources bénéficient aux citoyens. La norme ITIE comporte sept exigences, au nombre desquelles figure notamment la réconciliation entre les flux financiers reçus par les administrations publiques avec les flux payés par les entreprises minières en vue d'identifier les écarts éventuels. Un pays conforme subit une évaluation tous les 3 ans et peut être suspendu de la norme ITIE.

Les sept exigences de l'ITIE sont les suivantes

(https://eiti.org/sites/default/files/documents/document/eiti_factsheet_fr.pdf) : 1° un suivi rapproché par le Groupe multipartite, 2° la publication régulière et ponctuelle de rapports ITIE, 3° des rapports ITIE contenant des informations contextuelles sur les industries extractives, 4° la publication de rapports ITIE faisant état des revenus issus des industries extractives, 5° un processus d'assurance crédible basé sur l'application des normes internationales, 6° des rapports ITIE accessibles au public, 7° la prise de mesures par le Groupe multipartite pour agir en fonction des enseignements tirés de la mise en œuvre de la norme ITIE.

²⁵¹ Par exemple, l'article 217-II du Code Minier de la Guinée de 2013 (L/2013/N°053/CNT du 08 avril 2013 portant amendement de certaines dispositions de la loi L/2011/006/CNT du 9 septembre 2011 portant Code Minier de la République de Guinée) dispose que : « *Tous les Titres miniers, ainsi que toute Convention minière, sont publiés dans le Journal Officiel et sur le site Internet officiel du Ministère en charge des Mines, ou tout autre site désigné par le Ministre. Toute clause de confidentialité présente dans une Convention minière interdisant la publication d'une Convention minière est nulle et non avenue.* ».

²⁵² En Guinée, l'ensemble des conventions minières signées depuis l'indépendance est disponible en ligne sur le site du Comité Technique de Revue des Titres et Conventions Minières : <http://www.contratsminiersguinee.org/about/projets.html>

Les chantiers restent nombreux en ce qui concerne l'imposition des industries extractives. Un des enjeux essentiels, que ce soit pour la question des redevances, du partage de production ou de l'impôt sur les bénéfices, est la question de la juste valorisation de la production. Nous avons suggéré dans ce guide de se référer à un cours de référence lorsque cela est possible. Mais cela n'est pas toujours possible (ou alors il peut arriver qu'un cours de référence ne reflète pas les conditions de production particulières du site extractif) et c'est un chantier sur lequel il pourrait être utile que le CREDAF se penche à l'avenir dans le cadre d'une étude future.

Bibliographie

- Andersson Jens (2015), « *Fiscal capacity and state formation in Francophone West Africa 1850-2010* », African economic history working paper series No. 22/2015, African Economic History Network (AEHN), <http://lup.lub.lu.se/luur/download?func=downloadFile&recordOId=8055780&fileOId=8055781>
- Angelier Jean-Pierre (2008), « L'évolution des relations contractuelles dans le domaine pétrolier », Liaison énergie francophonie, 2008, pages 23-26, <https://halshs.archives-ouvertes.fr/halshs-00339299/document>
- Brown, E. Cary (1948), « *Business-income taxation and investment incentives* » dans « *Income, Employment and Public Policy: Essay in Honor of Alvin H. Hansen* », New York, Norton 1948.
- Charlet Alain (2015), « *The VAT and Customs Treatment of the Mining Industry in Sub-Saharan Africa* » dans *Tax Design Issues Worldwide* édité par Victor Thuronyi et Geerten M.M. Michielse, publié par Kluwer Law International, Series on International Taxation No.51, <https://irus.wolterskluwer.com/store/products/tax-design-issues-worldwide-prod-9041156100/hardcover-item-1-9041156100>
- Charlet Alain, Laporte Bertrand and Rota-Graziosi Grégoire (2013), « *La fiscalité minière en Afrique de l'Ouest et du Centre* », Novembre 2013, Revue de Droit Fiscal n°48, http://www.lexisnexis.fr/droit-document/article/revue-droit-fiscal/48-2013/527_PS_RDF_RDF1348ET00527.htm#.WJz6uWVhSRs
- Charlet Alain (2014 à 2017), cours donnés à l'Ecole des Mines de Paris (Mines ParisTech) dans le cadre du CESAM (Centre d'Études Supérieures en Administration Minière) : <http://www.geosciences.mines-paristech.fr/fr/enseignements-formations/formations-postgrade>
- Charlet Alain et Buydens Stéphane (2015), « *Les Principes directeurs de l'OCDE pour la TVA/TPS – Présentation et perspectives* », Revue européenne et internationale de droit fiscal, N° 2015/3, <http://www.oecd.org/tax/consumption/tva-perspective-mondiale-2015.pdf>
- Charlet Alain et Buydens Stéphane (2013) « *Les principes directeurs de l'OCDE sur la neutralité de la taxe sur la valeur ajoutée/taxe sur les produits et services* », Revue de Planification Fiscale et Financière, vol. 33, n° 1, 2013, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/OECDInternationalVATGSTGuidelinesNeutrality.pdf>
- Charlet Alain et Buydens Stéphane (2012), « *The OECD International VAT/GST Guidelines: past and future developments* », World Journal of VAT/GST Law, (2012) vol. 1, issue 2, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/OECDInternationalVATGSTGuidelinesWorld%20Journal.pdf>

- Charlet Alain et Buydens Stéphane (2011), « *The OECD's Draft Guidelines on Neutrality for Value Added Taxes* », Tax Notes International, 7 févr. 2011, <http://www.oecd.org/ctp/consumption/47108311.pdf>
- Commission Européenne (2016), « *Étude sur la faisabilité de l'introduction de régimes de protection unilatéraux ou bilatéraux en matière de prix de transfert dans les pays membres de la CEDEAO* », par Alain Charlet, Caroline Silberztein et Gérard Pointe, Octobre 2016.
- Convention d'Istanbul du 26 juin 1990 (Convention relative à l'admission temporaire), http://www.wcoomd.org/fr/about-us/legal-instruments/~/_media/30484A3EB0074A5BB8A5A6F1D1C462B4.ashx
- CNUCED (2007), « *Rapport sur l'investissement dans le monde 2007 – Sociétés transnationales, industries extractives et développement* », New York et Genève, 2007, http://unctad.org/fr/Docs/wir2007_fr.pdf
- Darmois Gilles (2013), « *Le partage de la rente pétrolière – État des lieux et bonnes pratiques* », Éditions Technip, Paris, 2013.
- FMI (2012), Département des finances publiques, « *Régimes financiers des industries extractives : conception et application* », 15 août 2012, <https://www.imf.org/external/french/np/pp/2012/081512f.pdf>
- FMI (2007), « *Guide on Resource Revenue Transparency – 2007 Revised Edition* », <https://www.imf.org/external/np/pp/2007/eng/101907g.pdf>
- Harrison Graham et Krelove Russel, (2005), « *VAT refund, a review of country experience* », IMF Working Paper, WP05/218, novembre 2005,
- McNabb Kyle et LeMay-Boucher Philippe (2014), « *Tax Structures, Economic Growth and Development* », ICTD, Working Paper 22, septembre 2014, http://www.ictd.ac/images/ICTD_WP22_2.pdf
- Mineralinfo (2017), Tome 1 « *Industrie minérale et activité minière en France* » de la collection « *La mine en France* », <http://www.mineralinfo.fr>
- Mineralinfo (2017), Tome 3 « *Projet minier et parties-prenantes* » de la collection « *La mine en France* », <http://www.mineralinfo.fr>
- NRG/RAJIT-BF (2014), « *Impact des régimes fiscaux et douaniers spécifiques sur le secteur minier et sur les rapports ITIE au Burkina Faso* » juillet 2014.
- OCDE (2017), « *Discussion Draft: A Toolkit for Addressing Difficulties in Accessing Comparable Data for Transfer Pricing Analyses* », <http://www.oecd.org/tax/discussion-draft-a-toolkit-for-addressing-difficulties-in-accessing-comparable-data-for-transfer-pricing-analyses.pdf>
- OCDE (2016), « *Statistiques des recettes publiques en Afrique* », Éditions OCDE, Paris. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264253308-en-fr>

- OCDE (2015), « *Les principes directeurs internationaux pour la TVA/TPS* », en particulier le Chapitre 2 sur la neutralité des taxes sur la valeur ajoutée dans le contexte des échanges internationaux :
<http://www.oecd.org/fr/fiscalite/consommation/principes-directeurs-internationaux-tva-tps.pdf>
- OCDE (2014) : « *Transfer Pricing Comparability Data and Developing Countries* », <http://www.oecd.org/ctp/transfer-pricing/transfer-pricing-comparability-data-developing-countries.pdf>
- OCDE (2014), « *Part 1 of a report to G20 development working group on the impact of BEPS in low income countries* », juillet 2014, <http://www.oecd.org/tax/part-1-of-report-to-g20-dwg-on-the-impact-of-beps-in-low-income-countries.pdf>
- OCDE (2014), « *Modèle de Convention fiscale concernant le revenu et la fortune (telle qu'elle se lisait le 15 juillet 2014)* », <http://www.oecd.org/fr/ctp/conventions/modele-de-convention-fiscale-concernant-le-revenu-et-la-fortune-2014-version-complete-9789264239142-fr.htm>.
- OCDE (2013), « *Principes pour améliorer la transparence et la gouvernance des Incitations fiscales à l'investissement dans les pays en développement* », <https://www.oecd.org/fr/ctp/fiscalite-internationale/principes-pour-ameliorer-la-transparence-et-la-gouvernance-des-incitations-fiscales.pdf>
- OCDE (2013), « *Section E révisée du Chapitre IV des Principes applicables en matière de prix de transfert, relative aux régimes de protection* », 16 mai 2013, <http://www.oecd.org/fr/ctp/prix-de-transfert/Section-E-Revisee-Regimes-Protection-Prix-Transfert.pdf>
- OMD (2006), Convention de Kyoto Révisée (CKR) entrée en vigueur le 3 février 2006 (Convention internationale pour la simplification et l'harmonisation des régimes douaniers) et en particulier son Annexe G relative à l'admission temporaire : http://www.wcoomd.org/~media/wco/public/fr/pdf/topics/facilitation/instrument-s-and-tools/conventions/kyoto-convention/revised-kyoto-convention_fr.pdf?la=fr
- ONU (2013), « *United Nations Practical Manual on Transfer Pricing for Developing Countries* », <http://www.un.org/esa/ffd/tax-committee/tc-ta-drafts-transfer-pricing.html>
- ONU (2011), « *Modèle de convention des Nations Unies concernant les doubles impositions entre pays développés et pays en développement – Révision de 2011* », http://www.un.org/esa/ffd/wp-content/uploads/2015/02/UN_Model2011_UpdateFr.pdf
- ONUDI (2011), Enquête 2011 sur les investisseurs en Afrique, « *Africa Investor Report 2011: Towards Evidence-Based Investment Promotion Strategies* », https://www.unido.org/fileadmin/user_media/Publications/Pub_free/AIS_Report_A4.pdf
- OSIWA (2015), « *Mobilisation des ressources domestiques en Afrique de l'Ouest : opportunités manquées* », février 2015, http://www.osiwa.org/wp-content/uploads/2015/05/DOMESTIC-RESOURCE_FRENCH-100329151.pdf

Annexe :

Contribution du Canada relative aux actions accréditives

Note : la contribution a été reprise en l'état sans modifications par les auteurs du Guide, à l'exception de modifications de pure forme.

I. Comment fonctionne le programme des actions accréditives (AA) ?

Les sociétés juniors d'exploration de ressources ont souvent la difficulté à réunir le capital pour financer leurs activités d'exploration (de recherche) et d'aménagement. De plus, beaucoup de sociétés sont en position non imposable et elles n'ont pas besoin de déduire leurs frais de ressources. Le mécanisme des actions accréditives leur permet donc de transférer leurs frais de ressources aux investisseurs. Les sociétés juniors d'exploration de ressources profitent tout particulièrement des avantages du financement par actions accréditives.

Certaines sociétés œuvrant dans les secteurs des mines, du pétrole et du gaz, de l'énergie renouvelable et de l'économie d'énergie peuvent émettre des actions accréditives en vue de financer leurs activités d'exploration et leurs projets d'aménagement. Les actions accréditives doivent être des actions nouvellement émises qui possèdent des attributs normalement associés à des actions ordinaires.

Les particuliers, les fiducies, les sociétés ainsi que les sociétés de personnes peuvent investir dans des actions accréditives, mais seul l'investisseur initial peut bénéficier des déductions auxquelles la société a renoncé en sa faveur.

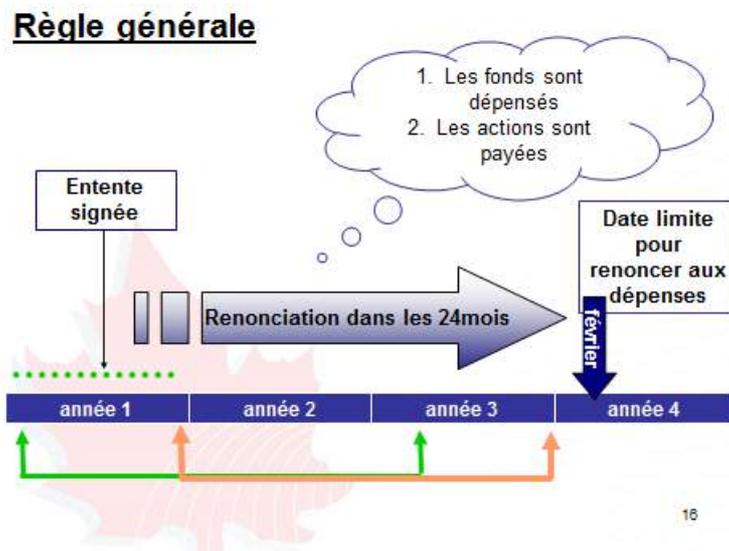
L'investisseur et la société doivent avoir conclu par écrit une convention d'émission d'actions accréditives. Par la suite, la SEEP peut renoncer en faveur de l'investisseur initial à certains frais d'exploration et d'aménagement.

Une fois que toutes ces conditions sont réunies, la SEEP doit convenir, en échange d'une contrepartie, ce qui suit :

A. Selon la règle générale : (voir Tableau 1)

- d'engager des frais d'exploration au Canada (FEC) ou des frais d'aménagements au Canada (FAC) :
- dans un délai de 24 mois entiers suivant le mois de la convention (les dépenses courantes ou le coût d'un bien amortissable ne peuvent faire l'objet d'une renonciation)
- de renoncer aux FEC ou aux FAC qu'elle a engagés en faveur de l'investisseur original. Les FEC engagés avant la date d'une convention écrite ne sont pas admissibles à une renonciation.
- limiter le montant total faisant l'objet d'une renonciation à un investisseur à la contrepartie reçue pour l'action.

Tableau 1 :



B. **Règle de rétropection** : (voir Tableau 2)

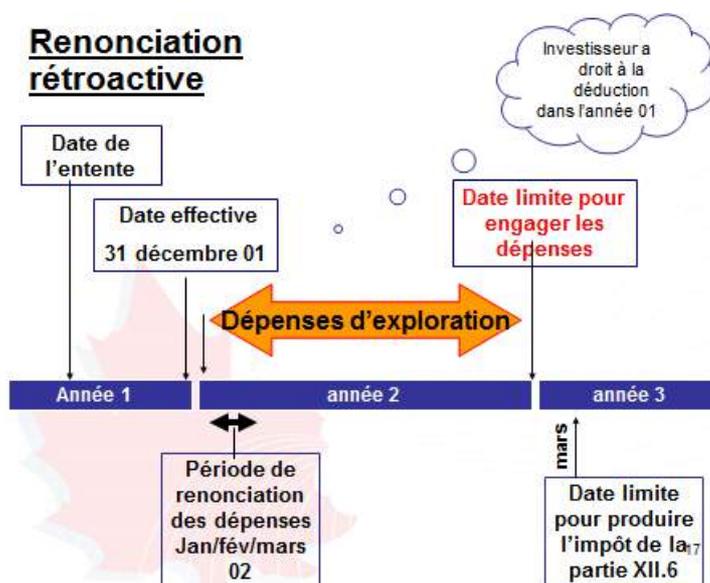
Elle permet à la société exploitant l'entreprise principale (SEEP) de renoncer aux frais qu'elle engagera dans l'année 2 avec une date d'effet de la renonciation au 31 décembre de l'année 1. La date de la renonciation doit être antérieure au mois d'avril de l'année 2.

Par conséquent, des renonciations peuvent être faites au cours des trois premiers mois de l'année civile au titre de FEC et de FAC admissibles (FEC réputés) qu'une société émettrice prévoit d'engager plus tard dans l'année.

Pour qu'une renonciation du retour en arrière ait lieu, les conditions suivantes doivent être réunies :

- une convention d'émission d'actions accréditatives doit avoir été conclue avant la fin de l'année civile précédente (première année) ;
- l'investisseur doit verser la contrepartie pour l'action en numéraire avant la fin de l'année civile précédente (première année) ;
- l'investisseur et la société doivent n'avoir, entre eux, aucun lien de dépendance tout au long de l'année donnée (deuxième année).

Tableau 2 :



Les particuliers (sauf une fiducie) peuvent également demander un crédit d'impôt non-remboursable de 15 % pour certains FEC miniers renoncés à titre d'investissement dans des actions accréditatives d'une société d'exploration minière.

Les catégories de frais auxquels une société peut renoncer sont :

- frais d'exploration au Canada (FEC), lesquels sont ajoutés au compte des frais cumulatifs d'exploration au Canada (FCEC) et qui peuvent être déduits jusqu'à un maximum de 100% du solde disponible ; bien que les fonctions administratives et de gestion, lesquelles sont nécessaires à la conduite des activités commerciales, soient considérées comme étant des FEC, elles sont toutefois non renonçables ;
- frais d'aménagement au Canada (FAC), lesquels sont ajoutés au compte des frais cumulatifs d'aménagement au Canada (FCAC) et qui peuvent être déduits jusqu'à un maximum de 30% du solde disponible.

C. **Impôt de la partie XII.6**

Si une société a renoncé à des frais de ressources selon la règle de rétrospection (formulaire T101A, ligne 61) et si ces frais n'ont finalement pas été engagés avant la fin de février de l'année 2 (l'année 1 étant celle de la signature de la convention d'émission ou de l'exercice du droit d'achat d'actions accréditatives (DAAA), la société est redevable d'un impôt spécial (Réf. Article 211.91 LIR). Une SEEP qui est redevable d'un tel impôt de la partie XII.6 doit compléter et produire le formulaire T101C, Déclaration d'impôt de la partie XII.6.

D. Comment investir dans des actions accréditatives

Il y a deux façons pour investir dans des actions accréditatives (AA) :

- en achetant directement les actions accréditatives d'une société exploitant l'entreprise principale (SEEP); ou
- en passant par l'intermédiaire d'une société de personnes (ou d'une société en commandite) qui achète des AA dans une ou plusieurs sociétés.

E. Quelles sont les actions admissibles ?

- Elles doivent être des actions nouvellement émises qui possèdent des attributs normalement associés à des actions ordinaires de la SEEP. Les actions accréditatives comprennent également un droit d'en faire l'achat, que l'on désigne habituellement bon de souscription d'actions accréditatives.
- Les actions accréditatives doivent être émises en faveur d'une personne conformément à une convention écrite (nous ne considérons pas un accord verbal (oral) ou une lettre d'intention comme étant une convention écrite).
- Une contrepartie doit être payée en échange des actions accréditatives.
- Une contrepartie en numéraire doit être payée en échange des actions accréditatives si la règle de la rétrospection est utilisée.

F. Émettre des actions accréditatives

La société émettrice doit être une société exploitant une entreprise principale (SEEP). Les activités d'une SEEP comprennent l'une ou une combinaison de :

- la production, le raffinage ou la commercialisation du pétrole, de ses dérivés ou du gaz naturel ;
- la recherche du pétrole ou du gaz naturel par exploration ou forage ;
- l'extraction de minéraux ou la recherche de minéraux par exploration ;
- le traitement de minerai en vue d'en extraire des métaux ou des minéraux ;
- le traitement ou la commercialisation de métaux ou de minéraux extraits de minerai incluant des métaux ou des minéraux extraits du minerai traité par la société ;
- la fabrication de métaux ;
- l'exploitation d'un pipeline servant au transport du pétrole ou du gaz ;
- la production ou la commercialisation du chlorure de calcium, du gypse, du kaolin, du chlorure de sodium ou de la potasse ;
- la fabrication de produits nécessitant le traitement du chlorure de calcium, du gypse, du kaolin, du chlorure de sodium ou de la potasse ;
- la production d'énergie au moyen de biens visés à la catégorie 43.1 de l'annexe II du Règlement de l'impôt sur le revenu et l'élaboration de projets dans le cadre desquels il est raisonnable de s'attendre à ce qu'au moins 50 % du coût en capital des biens amortissables à utiliser dans chaque projet soit celui de biens compris dans la catégorie 43.1 de l'annexe II du Règlement de l'impôt sur le revenu.

Lorsque la totalité ou presque des éléments d'actifs d'une société de portefeuille se compose d'actions d'une SEEP ou qu'elle détient des créances d'une SEEP qui lui est liée, cette société peut être reconnue comme étant elle-même une SEEP. Selon l'Agence du Revenu du Canada, la totalité ou presque signifie 90% ou plus.

G. Placements privés ou publics

Une SEEP peut émettre des actions soit au moyen de placements privés de nouvelles actions, soit au moyen d'une émission publique.

H. Actions et unités de sociétés de personnes

Il est possible de tirer avantage du programme des actions accréditatives soit en investissant dans des actions d'une SEEP à titre de particulier, soit en investissant dans une société de personnes (ainsi qu'une société en commandite) qui, à son tour, fera des placements dans une ou plusieurs SEEP. Une personne investirait généralement dans une société de personnes en acquérant des unités d'une telle société.

1) Qu'est-ce qu'une société de personnes ?

La *Loi de l'impôt sur le revenu* ne définit pas ce qu'est une société de personnes. Toutefois, on la définit généralement comme une entreprise dans laquelle des personnes (associés) mettent des biens en commun dans l'intention d'en tirer un profit.

Un des avantages d'une société de personnes est sa capacité à effectuer des levées de fonds importantes, fonds qui peuvent être investis dans un portefeuille d'actions accréditatives diversifié.

Des règles fiscales spéciales s'appliquent quand une société de personnes a encouru des frais d'exploration et des frais d'aménagement. Une déduction relative aux ressources n'est pas disponible dans le calcul du revenu ou de la perte d'une telle société. Cependant, les FEC ou les FAC encourus par une société de personnes dans une année fiscale peuvent être répartis entre les personnes qui étaient des associés de cette société à la fin de cette période fiscale. Des montants ainsi répartis seront ajoutés au FEC ou au FAC de l'associé.

2) Qu'est-ce qu'une société en commandite ?

C'est une société de personnes constituée d'un associé appelé commandité qui est chargé de la gestion de la société, ainsi que d'un ou de plusieurs autres associés appelés commanditaires, qui investissent des capitaux et partagent les profits/pertes mais qui ne jouent pas un rôle actif dans l'entreprise. Les commanditaires ont généralement une responsabilité limitée sur les dettes de la société en commandite.

3) *Comment le programme des actions accréditatives fonctionne-t-il avec les sociétés en commandite?*

Les investisseurs acquièrent des unités dans une société en commandite. Celle-ci achète alors des actions accréditatives d'une ou de plusieurs SEEP. De leur côté, les SEEP renoncent des dépenses admissibles en faveur de la société en commandite en produisant un feuillet prescrit, au nom de cette dernière. Comme une société en commandite ne peut pas déduire de son revenu les montants qui lui ont été renoncés, les dépenses renoncées doivent donc être réparties entre les associés au moyen d'un autre formulaire prescrit pour ce type de renonciation.

II. Traitement fiscal :

A. Particuliers à titre d'investisseur (sauf une fiducie)

1) *Déduction des frais relatifs à des ressources :*

Le particulier peut déduire les frais relatifs à des ressources dans sa déclaration de revenus des particuliers (T1). Il doit utiliser le formulaire T1229, État de frais d'exploration et d'aménagement et de déductions pour épuisement, pour calculer la déduction à laquelle il a droit.

2) *Gains en capital imposables :*

Le gain en capital découlant de la disposition d'actions accréditatives équivaut généralement à son prix de vente intégral puisque le coût d'achat des actions accréditatives est réputé être nul. Même si aucune dépense n'a été renoncée, le coût est toujours zéro.

3) *Crédit d'impôt à l'investissement (CII) :*

Pour réclamer le CII, le particulier doit utiliser le formulaire T2038(IND), Crédit d'impôt à l'investissement (particuliers), pour calculer le crédit.

Pour avoir droit à ce crédit d'impôt, il faut faire parvenir à l'ARC le formulaire T2038(IND) dûment rempli, au plus tard le dernier jour du douzième mois qui suit la date d'échéance de production de la déclaration pour l'année où le crédit a été gagné.

B. Société de personnes à titre d'investisseur

Une société de personnes qui a acquis des actions accréditatives ne peut pas déduire de son revenu le montant des frais relatifs à des ressources qui lui ont été renoncés par la société émettrice ; cette déduction est utilisée au niveau de l'associé.

Une société de personnes qui investit dans des actions accréditatives doit produire l'annexe « Sommaire des renseignements des sociétés de personnes » qui ont réparti à leurs associés des frais de ressources renoncés, accompagné du formulaire « Déclaration de renseignements des sociétés de personnes ».

C. Sociétés par actions à titre d'investisseur

Une société peut investir dans des AA d'une SEEP. Là où la société-investisseur est elle-même un SEEP et est liée à l'émetteur des AA, elle peut, à son tour, renoncer les dépenses qui lui ont été renoncées. Une société-investisseur qui n'est pas liée à la SEEP ne peut pas renoncer ces dépenses.

Lorsqu'une société-investisseur qui a investi dans des actions accréditives produit sa déclaration de revenus des sociétés (T2), elle doit rapporter comme une addition aux comptes de frais d'exploration et de frais d'aménagement. La société-investisseur ne peut pas demander la déduction pour les frais renoncés en sa faveur si elle les a renoncés à son tour en faveur de ses propres investisseurs.

Une société ne peut pas se prévaloir du crédit d'impôt fédéral à l'investissement ni des crédits d'impôts provinciaux relatifs au programme d'actions accréditives.

III. Références :

<http://www.cra-arc.gc.ca/tx/bsnss/tpcs/fts-paa/menu-fra.html>

Voici certaines dispositions applicables de la Loi de l'impôt sur le revenu (LIR) :

66(15) - définition d'une action accréditive

66(15) - définition d'une société exploitant une entreprise principale (SEEP)

66(15) - définition d'un avis d'émission

66.3(3) - coût des actions accréditives

66.3(2) - déductions du capital versé (CV)

<http://laws-lois.justice.gc.ca/fra/lois/i-3.3/>

Remerciements

Le CREDAF remercie chaleureusement les animateurs du groupe de travail et les experts de ce guide qui ont donné beaucoup de leur temps pour sa rédaction :

Les animateurs et rédacteurs du guide :

Alain CHARLET, Enseignant à l'Ecole des Mines de Paris (France), **MINES PARISTECH**, Expert indépendant pour le Fonds Monétaire International, la Banque Mondiale, l'OCDE et la Commission Européenne

Soungalo KONE, Administrateur en chef des services financiers, Directeur des Vérifications Fiscales Nationales à la Direction générale des Impôts de la Côte d'Ivoire (ancien Sous-Directeur des Activités Pétrolières), **CÔTE D'IVOIRE**

Les experts :

Adrien SOMDA, Inspecteur des Impôts, Chargé d'études à la Cellule d'appui technique, **BURKINA FASO**

Alain DEZIEL, Chef d'équipe Vérification, **CANADA**

Boubacar BIRO DIALLO, Assistant chargé des Réformes et des Relations avec des Institutions internationales, **GUINEE**

Osner MERVIL, Directeur de la Direction des Grands Contribuables, **HAÏTI**

Lucner BADEAU, Conseiller au Cabinet du Directeur général, **HAÏTI**

Joachim MAYENDA MAKUALA, Inspecteur des Impôts, **RDC**

Bassirou DIOMAYE DIAKHAR, Vérificateur au Bureau de Contrôle spécialisé n° 2 (DCFR), **SENEGAL**

Moncef AKREMI, Inspecteur général des Services financiers, Directeur chargé du contrôle des Sociétés d'hydrocarbures et des Mines à l'Unité du Contrôle national et des Enquêtes fiscales, **TUNISIE**

Aarafet LACHTAR, Inspecteur central et Chef de Service – DGELF, **TUNISIE**

Awa Penda N'DIAYE, Conseillère Fiscalité, **PNUD**

Jean-Jacques DUPUY, Appui institutionnel, **BRGM**

