



PUBLIEZ CE QUE VOUS PAYEZ

COALITION CONGOLAISE

Brazzaville - Pointe Noire, 01 octobre 2015

Note de position de *Publiez ce que vous payez* – Congo relative au Projet de code des hydrocarbures

Alors que le Gouvernement a adopté un projet de nouveau code des hydrocarbures en mars 2015, le Parlement s'apprête désormais à discuter le texte. Ce projet de code entend réformer la loi n°24-94 du 23 août 1994 portant code des hydrocarbures, et y intégrer d'importantes modifications. *Publiez ce que vous payez - Congo* a eu l'opportunité d'étudier ce projet de loi, et a souhaité formuler dans cette note ses principales préoccupations, afin de participer et contribuer, de façon citoyenne, au débat concernant la gestion des ressources naturelles du Congo.

1. L'octroi exclusif des titres miniers à la SNPC : des appréhensions quant à une gouvernance des titres !

L'article 9 du projet de Code des hydrocarbures prévoit l'exclusivité des attributions des titres miniers à la SNPC. L'article 23 dispose en outre que « la ou les sociétés nationales ensemble le cas échéant, détiennent un intérêt participatif minimum obligatoire et incessible de 15% dans tout contrat pétrolier ».

Par ces mesures, la SNPC se voit accorder un statut privilégié et de premier plan dans le secteur pétrolier. Dans ce projet de code, l'octroi exclusif des titres miniers à la SNPC est présenté comme une mesure permettant « *le renforcement du contrôle de l'Etat* ». Cependant, l'on peut s'interroger sur la pertinence d'une telle mesure alors même que la SNPC est régulièrement indexée pour ses **manquements en termes de gestion** : pratique des sociétés écrans, compte off-shore, affaire Philia - Coraf, déclarations ITIE, mauvaise gestion de la Coraf et difficultés de l'approvisionnement du marché interne, etc. Les autorités semblent peu engagées à éclaircir les responsabilités des dirigeants de la SNPC dans ces dossiers, et le renforcement de son rôle apparaît au contraire comme une récompense. Et c'est pourquoi tout type de contrôle (des activités des autres compagnies, du respect de la législation etc.) semble une mission peu crédible pour la SNPC, étant donné le manque de contrôle de ses propres activités.

De plus, les motivations d'une telle décision n'apparaissent pas clairement, puisque les avantages stratégiques et financiers pour la République demeurent incertains. Les revenus fiscaux de la République ne se trouvent pas directement augmentés par ces mesures, seuls ceux de la SNPC augmenteront largement – sachant que la SNPC ne reverse pas de dividendes à l'Etat et que son activité ne produit curieusement pas de bénéfices! Selon plusieurs sources concordantes et dignes de foi, ***le gouvernement explique cette volonté de céder tous les titres à la SNPC au motif de faire annuler les conventions d'établissements, alors que le projet de code réaffirme le statu quo en ce qui concerne ces conventions sur les CPP existants.***

Ainsi, **le texte n'aborde pas la question de la gestion et de la répartition des revenus de cette entreprise publique, dont les bénéfices devraient, à un certain niveau, engendrer le versement de dividendes au Trésor Public.** Si le rapport ITIE rappelle cette règle¹, aucun montant n'est déclaré (flux 12) et aucune analyse de cet état de fait

¹ « En tant qu' « établissement public à caractère industriel et commercial », la SNPC est en revanche amenée à verser, en fonction de son niveau d'activité, des dividendes à l'Etat », Rapport ITIE 2013, page 27.

n'est développée. Il est donc difficile d'évaluer la situation financière de la SNPC. **Cependant, il est certain que ses revenus vont augmenter si la mesure prévue à l'article 9 est adoptée. Le nouveau code pourrait permettre d'éclairer la situation existante et permettre une meilleure compréhension et réglementation de la gestion des revenus de la SNPC, « établissement public, à caractère industriel et commercial »².**

Au-delà de la question des dividendes, c'est **la question de la capacité de la SNPC à être un véritable membre du contracteur** qui interpelle, alors que l'article 9 de ce texte pose la SNPC comme partie prenante de tous les permis. **Le texte ne semble prendre en compte que les avantages potentiels et non les risques et coûts éventuels liés à l'exploration et l'exploitation des hydrocarbures. Les besoins en investissement de la SNPC augmenteront fortement à mesure qu'elle deviendra associée dans les différents champs.** Cependant, le code prévoit dans son article 23³ le **portage systématique des activités de la SNPC**, en période de recherche et d'exploitation. La méthode du portage permet que les autres compagnies investissent à la place de la SNPC lorsque cela est nécessaire, et se remboursent ensuite sur la part d'huile initialement destinée à l'entreprise publique. Cette méthode est pourtant contradictoire avec la décision d'inclure la SNPC dans tous les permis. **Les bénéfices supplémentaires de la SNPC se verraient en effet amputés des frais de portage**, que les compagnies n'effectuent pas gratuitement. D'autre part, **le transfert de compétences qui pourraient résulter de l'augmentation de l'activité de la SNPC, au profit de la République, semble difficilement possible dans de telles conditions.** Une clarification des mécanismes de gestion des revenus de la SNPC pourrait permettre de déceler si la SNPC va être encouragée à investir en termes techniques et humains afin d'augmenter ses capacités et celles de la République.

L'Etat ne semble donc pas être prêt à mettre les moyens de ses ambitions, afin de développer sa maîtrise du secteur pétrolier en toute transparence. Ces mesures semblent avoir été étudiées pour bénéficier uniquement à la SNPC en tant qu'entreprise, non en tant que pièce maitresse du dispositif institutionnel du secteur des hydrocarbures. L'analyse partielle qui semble caractériser l'article 9 trahit une absence de vision à long terme et stratégique entourant la rédaction de ce projet de code.

L'article 9 suscite d'autres interrogations : comment la présente modification va-t-elle se traduire dans la répartition des rôles entre l'administration et la société nationale ? L'administration va-t-elle perdre du poids dans les négociations avec les futures parties prenantes des contrats, puisque la propriété des titres appartiendra désormais à la SNPC ? La seule avancée sur ce point est l'opportunité pour la SNPC de spéculer avec les titres sur les marchés financiers, sans contrepartie pour l'Etat.

En outre, la formulation de l'article n'est pas explicite puisqu'il n'est pas précisé si les titres miniers correspondent entièrement à la définition formulée à l'article précédent : « les titres miniers en matière d'hydrocarbures sont le permis d'exploration et le permis d'exploitation [...] ». Les titres d'exploration et d'exploitation sont-ils tous octroyés, de fait, à la SNPC ?

L'article 9 prévoit également que l'administration des hydrocarbures a la responsabilité de choisir les sociétés qui prendront part au contrat pétrolier, avec la société nationale. La sélection se fait grâce à un appel d'offres, mais peut également se faire, « dans des conditions particulières, de gré à gré ». **Les modalités selon lesquelles la procédure de gré à gré est possible ne sont pas précisées dans ce texte.** Il convient de s'interroger sur les

² Rapport ITIE 2013, page 28.

³ « Sauf dans le cas où la société nationale assure le rôle d'opérateur, les obligations de contribution liées à la participation minimale obligatoire ci-dessus sont entièrement supportées par les autres membres du contracteur au prorata de leur intérêt participatif respectif, jusqu'à la date de publication du décret attributif du permis d'exploitation concernant le périmètre d'exploitation concerné. Les obligations de contribution liées à la participation minimale obligatoire dans tout permis d'exploitation sont portées par les autres membres du contracteur pour le compte de la ou des sociétés nationales, sauf renonciation de ces dernières. Les avances de fonds liées au portage sont consenties à la ou aux sociétés nationales aux mêmes conditions bancaires d'emprunt encourues par les autres membres du contracteur. Les modalités de remboursement par la ou les sociétés nationales des avances liées à la participation publique minimale sont définies dans les accords d'association. »

motivations d'une telle mesure, novatrice par rapport au code précédent, qui a le potentiel de miner les efforts de gestion responsable et efficace de la ressource principale du pays. Le système de passation des marchés de gré à gré dans un domaine aussi sensible a favorisé les pots de vin dans le contrat Marine XI, et la littérature est encore abondante sur la présence de certaines compagnies sur plusieurs permis congolais : Philia SA, New Age etc.

Les parlementaires congolais devraient tout simplement refuser l'octroi des titres à la SNPC et supprimer la clause de gré à gré.

2. L'institution d'une participation minimale de 15% des sociétés privées nationales dans les CPP

Cette mesure est insérée dans le Titre IV dédié au contenu local, à l'article 143, et justifiée dans le texte par la volonté de valoriser des compétences locales et l'économie congolaise.

Si cette ambition est honorable, il convient toutefois de s'interroger sur le contexte, la justification et les conséquences concrètes de cette mesure. A quel besoin cette mesure répond-elle? Les sociétés privées nationales faisaient-elles jusqu'alors l'objet d'une exclusion systématique, justifiant une législation contraignante ?

Parmi les compagnies en exercice présentes dans le rapport ITIE 2013, seule AOGC est une compagnie nationale privée, selon la définition du projet de code. Dans quelle mesure peut-on considérer qu'une telle décision est justifiée et juste alors qu'elle ne concerne qu'une seule compagnie ?

D'un point de vue économique, une mesure d'incitation aussi forte ne risque-t-elle pas de créer un appel d'air favorisant l'opportunisme plutôt que la responsabilité financière ? L'on est en droit de s'interroger sur le risque de création d'une enclave d'irresponsabilité pour les entrepreneurs peu scrupuleux et manquant d'expérience. Couvertes par la législation qui garantit leur participation, il est à craindre que des structures créées pour l'occasion et sans expérience en la matière se présentent et soient intégrées dans des CPP. Le nombre réduit d'acteurs concernés par cette mesure ne garantit pas que la concurrence entre les candidats les pousse à rivaliser en termes de compétences. L'intégration obligatoire de ces sociétés pourra favoriser les pratiques de portage, qui vont à l'encontre des bénéfices de ces sociétés à long terme, sans encourager le développement des capacités humaines et opérationnelles. Ces pratiques représentent également un poids non négligeable pour les autres membres du contracteur qui doivent prendre en charge les coûts à court terme. Si le remboursement sur le long terme se fait selon des conditions d'emprunt rémunérées, le portage systématique des sociétés privées nationales, auquel il faut ajouter celui de la SNPC, peut représenter un frein à l'investissement de la part des compagnies. Une telle situation pourrait être un facteur déstabilisant pour le secteur tout entier, et une condition décourageante pour les investisseurs.

Dans un contexte économique où la création d'entreprise est difficile et l'accès aux capitaux est réservé à une certaine élite, il convient également de s'interroger sur les réels bénéficiaires d'une telle mesure. Comment affirmer que cette participation obligatoire profitera réellement à l'économie congolaise et à tous les Congolais désireux d'entreprendre dans le secteur des hydrocarbures ? ***La loi doit garantir l'égalité et l'équité pour tous les citoyens devant les opportunités, et ne peut pas être utilisée pour créer des avantages indus pour une catégorie de la population.***

Le projet de code des hydrocarbures devrait ainsi aborder la question de la propriété réelle des entreprises opérant dans le secteur pétrolier. Déclarée conforme à l'Initiative pour la Transparence dans les Industries Extractives en 2013, la République du Congo est engagée dans la mise en place de mécanismes de transparence. ***L'inscription de la transparence, et des exigences de vérification des réels propriétaires et bénéficiaires des compagnies opérant dans l'exploitation des ressources du pays, serait une mesure favorisant la redistribution équitable des revenus.***

Une telle mesure exigerait en effet des compagnies qu'elles déclarent les personnes physiques qui sont les réelles bénéficiaires de leurs activités, afin de déceler la présence de personnes politiquement exposées, et éviter tout conflit d'intérêt. Or, aussi bien dans l'exposé des motifs que dans le code, *aucune référence n'est faite à l'ITIE, ni à l'obligation de transparence dans le secteur des hydrocarbures pour les compagnies exerçant au Congo.* Ainsi donc on pourra toujours trouver des compagnies présentes au Congo, mais exonérées de l'obligation de rendre compte, comme Pilatus, Wing Wa, Philia SA.

En outre, les articles 143 à 145 ne précisent pas clairement qui choisit les sociétés nationales privées qui pourront intégrer un contrat. L'article 143 suggère que les compagnies peuvent choisir leurs partenaires. Cependant l'article 9 dit que les membres du contracteur sont choisis par l'administration par appel d'offre. La répartition des rôles dans ces nouvelles procédures demeure floue.

3. Une part de l'Etat dans le profit oil trop faible

L'article 78 précise que la part de l'Etat dans le profit oil pour une année civile ne peut être inférieure à 35%. Ce pourcentage est plutôt faible par rapport aux acquis des décennies 1992-2012, mais aussi par rapport à d'autres pays. D'autre part, le paragraphe suivant énonce que des « formules de variation » pourront être incluses dans les contrats de partage de production, afin d'adapter la répartition des revenus en fonction du marché et du gisement (prix, niveau de production etc.). Les modalités de ces calculs ne sont toutefois pas précisées. ***La clause du « prix haut » fait sans doute partie de ces formules, qui modifient significativement les clés de répartition du profit oil entre l'Etat et les compagnies. A nouveau, le manque de précision empêche une compréhension réelle des intérêts de la République dans l'exploitation de ses propres ressources.***

4. Publication des contrats

L'article 11 dispose que les CPP sont approuvés par le Parlement et rappelle donc le caractère public de ces documents. Alors que cette publication n'est en pratique pas respectée, le projet devrait préciser que ***les CPP doivent être publiés, dans leur intégralité, au Journal Officiel. Le montant des bonus de signature devrait également figurer de façon claire*** (montant total, répartition entre les compagnies et destinataire).

De même, ***les articles 25 à 27 portant sur le cadastre minier devraient préciser que ce registre doit être public et effectivement accessible à tous, sur demande dans les administrations et en ligne. Ce cadastre devrait en outre préciser les propriétaires réels des compagnies impliquées dans les contrats.***

5. Prise en compte des obligations de l'opérateur au plan environnemental et social

Contrairement à l'actuel code qui consacre une faiblesse tant sur le plan de la protection environnementale que sociale, le titre V sur le contrat pétrolier donne un éclairage important sur les droits et obligations du contracteur, et le chapitre 2, section 2 renvoie aux obligations en matière d'hygiène, de santé, de sécurité et d'environnement. Par ailleurs, le texte précise que le contracteur, ses sous-traitants et ses prestataires de service, doivent respecter les traités internationaux et lois et règlements en vigueur au Congo pour la réalisation des opérations pétrolières, ce qui est un atout majeur (article 86). ***Cependant, cette obligation doit s'étendre au respect des normes volontaires, des standards internationaux et des bonnes pratiques internationales en matière d'hygiène, de santé, de sécurité et d'environnement. Au-delà, le projet de code aurait été plus novateur s'il obligeait les compagnies à apporter des réponses claires aux allégations de pollution formulées par les communautés riveraines*** : le cas des communautés riveraines de Hinda sur les cultures de manioc, ou les sources d'eau.

L'article 91 du projet de Code des hydrocarbures exige que l'étude d'impact environnemental et social réalisée par le contracteur porte sur la situation existante avant le démarrage des travaux pétroliers d'une part, et sur les effets que vont entraîner les travaux sur l'environnement d'autre part. Une telle exigence permettra de mesurer la situation après que le contracteur a réhabilité le site en cas d'abandon des travaux. Cependant,

l'article 93 prévoit que les opérations peuvent commencer avant le résultat de l'étude d'impact, « en cas d'urgence ». Il est pourtant difficilement concevable que les conséquences sur les populations et l'environnement ne figurent pas en priorité. Cette clause sabote également la crédibilité de l'obligation de faire une étude, puisqu'elle démontre clairement l'absence de corrélation entre la prévision d'impacts négatifs et la décision d'exploiter. L'on est en droit de s'interroger sur la pertinence de mener une étude d'impact si ses résultats ne sont pas pris en compte.

Concernant l'abandon et la réhabilitation des sites, le projet de Code des hydrocarbures prend de la hauteur par rapport au Code actuellement en vigueur, lequel n'y faisait presque pas allusion. Il n'y a aucune section dans le Code actuel qui traite de l'abandon et de la réhabilitation des sites ou encore qui consacre des développements assez larges sur la réalisation des études d'impact sur l'environnement. Et, de ce point de vue, le projet du Code des hydrocarbures, dans ses dispositions relatives à l'abandon et à la réhabilitation des sites se trouve dans le sillage de la loi n° 4-98 du 28 août 1998 fixant les obligations des sociétés pétrolières en matière de démantèlement des installations de production des hydrocarbures et de réhabilitation des sites.

La mise en place d'un plan national d'intervention d'urgence est un progrès notoire, ainsi que le fait que le Ministère des hydrocarbures ne soit plus le seul à intervenir sur le terrain. Toutefois, il est souhaitable de renforcer l'article 97 en associant les organisations de la société civile et les représentants des communautés riveraines aux opérations d'intervention.

L'article 85 prévoit qu'il « peut être institué des zones de protection à l'intérieur desquelles le contracteur ne peut pas effectuer d'opérations pétrolières ». Le code ne précise pas dans quelles conditions de telles zones peuvent être créées. Il devrait pourtant prévoir, au minimum, que les parcs nationaux et autres zones protégées du territoire congolais constituent des zones interdites. Cette clause semble, en outre, extrêmement facile à contourner, puisqu'une simple décision ministérielle peut aboutir à une dérogation. Cette clause n'a donc aucun pouvoir contraignant.

L'interdiction du torchage du gaz est énoncée dans l'article 136, mais cette interdiction, déjà entérinée au niveau international depuis 1997, et annoncée depuis plusieurs années au Congo, devrait être réaffirmée avec davantage de fermeté. Les dérogations devraient désormais être impossibles, ou impliquer au moins une compensation. Comme de nombreux articles de ce projet de code, ce paragraphe énonce une règle, tout en indiquant un moyen de la contourner.

6. L'insertion de la notion du contenu local

Le contenu local est une innovation majeure qu'apporte ce projet de Code des hydrocarbures. A son adoption, si cet aspect est retenu, il pourra contribuer, en partie, à la résolution de l'épineux problème du chômage des jeunes. L'article 139 en est une illustration parfaite car il fait obligation au contracteur, à ses sous-traitants, ses prestataires de services et fournisseurs d'employer en priorité du personnel congolais. L'article 70 sur le contenu spécifique du plan de développement et d'exploitation du contracteur fait également quelques énonciations. Il doit être procédé à une évaluation des besoins en personnel local, de la part réservée aux biens et services locaux ainsi que des moyens à mettre en œuvre pour le renforcement de leurs capacités. Cependant, *le projet de code serait plus directif si des mesures chiffrées étaient inscrites ainsi que des procédures d'évaluation adoptées afin de vérifier ce qui paraît être comme l'innovation principale du projet de code. Il devrait en être de même pour la réalisation des coûts locaux.*

Par ailleurs, il serait intéressant que l'on retrouve dans le contenu local certains aspects relatifs à la mise en œuvre de la responsabilité sociale des entreprises (sans pourtant exonérer l'Etat de ses missions régaliennes), notamment la mise en place de micro-projets de développement communautaire dans les domaines de l'agropastoral, de l'accès à l'eau ou à l'électricité. Cela contribuerait non seulement à soulager la misère des

populations riveraines, mais aussi à accroître le capital de l'entreprise en termes d'image et d'attraction de nouveaux actionnaires pour les sociétés cotées en bourse.

7. La question de l'occupation des terrains

Cette question mérite une réflexion. Il est bien établi à l'article 84 que : « Les règles foncières d'occupation du domaine public ou privé et des terrains et propriétés foncières appartenant à des personnes physiques ou morales de droit privé ou relevant de droits coutumiers pour la réalisation des opérations pétrolières sont celles prévues par la législation foncière en vigueur, sous réserve des dispositions de la présente loi, de ses textes d'application et des décrets attributifs ». Cette disposition ne profitera pas aux propriétaires privés dès lors que la loi sur la réforme foncière de 2000 reconnaissant les droits coutumiers fonciers, ne reconnaît la qualité de propriétaire qu'à toute personne ou famille titulaire d'un titre foncier. Peu nombreux en sont titulaires. Certes, il a été fixé un montant forfaitaire pour l'obtention du titre foncier (250.000 en zone rurale et 500.000 francs CFA en zone urbaine), mais ces montants sont toujours exorbitants et la procédure lourde et très coûteuse. Le risque de confrontation entre compagnies et familles terriennes demeure, car chacune des parties campera sur ses positions : les compagnies ne paieront pas deux fois pour la même chose, et les familles n'accepteront pas de céder leurs terres sans une indemnité quelconque. ***Il y a donc lieu de réformer de nouveau cette loi foncière.***

8. La redevance superficière

L'article 157 dispose de l'obligation des compagnies de s'acquitter de la redevance superficière et énonce : « la redevance superficière est annuelle et principalement affectée aux collectivités locales ». Cet article ne comprend pas les précisions apportées dans le décret d'application n° 2000-186 du 10 août 2000 du Code précédent, qui prévoyait entre autres la répartition entre le Trésor Public (1/3) et les collectivités locales (2/3). Le décret d'application de l'ancien code renvoyait encore à un arrêté du ministre des finances, ce qui a rendu cette disposition inapplicable. ***Cette clé de répartition aurait pu être intégrée dans le projet de nouveau code, puisqu'il n'y a pas de raison qu'elle soit modifiée. L'orientation de ces fonds vers les collectivités locales serait alors inscrite dans la législation et applicable dès sa promulgation.***

La centralisation extrême de la fiscalité pétrolière fait de la redevance superficière l'unique taxe destinée, bien que partiellement, aux collectivités territoriales. ***Publiez ce que vous payez - Congo souhaite rappeler l'importance d'adresser ces fonds en priorité aux zones de production, en guise de compensation pour les éventuels dommages environnementaux occasionnés par les exploitations, mais aussi pour éviter le contraste entre la richesse produite et la misère ambiante des zones de production.***

Publiez ce que vous payez - Congo aurait pu espérer la création d'une taxe autre que la redevance superficière pour le développement des zones de production sinon l'attribution d'un pourcentage du profit oil de l'Etat. Le Congo est dans le domaine l'un des pays qui ne prévoit pas de redistribution des revenus vers les zones de production.

9. La confirmation de la stabilité fiscale

Outre la fiscalité pétrolière (article 148), les compagnies opérant dans le secteur pétrolier sont exonérées des impôts et taxes de droit commun, à l'exception des éléments cités à l'article 149. La stabilité fiscale du régime d'imposition des entreprises pétrolières est réaffirmée dans ce projet de code des hydrocarbures. L'article 152 prévoit en effet que tout contrat pétrolier contienne un « mécanisme de stabilisation du régime fiscal » qui garantit que le contrat ne soit pas affecté par de nouvelles dispositions fiscales applicables décidées après la date d'entrée en vigueur du contrat. Cette mesure réaffirme les clauses contenues dans les conventions d'établissement sur lesquelles reposaient les CPP auparavant. Ces conventions ont été annulées, de fait, par l'introduction de l'octroi exclusif des titres miniers à la SNPC pour les CPP à venir.

La stabilité fiscale est censée assurer les compagnies contre les risques que de nouvelles dispositions fiscales viennent transformer les termes des contrats signés pour plusieurs dizaines d'années, et les protéger contre des décisions arbitraires et erratiques d'un gouvernement. Pour autant, ces clauses ne peuvent pas empêcher toute évolution des systèmes fiscaux, et permettre aux compagnies de rester figées dans un cadre d'une autre époque. Les politiques de gestion des hydrocarbures d'un Etat peuvent en effet évoluer de façon raisonnée et justifiée. ***Le code des hydrocarbures doit ainsi prévoir des mécanismes permettant que les modifications apportées à la fiscalité pétrolière soient intégrées dans les contrats à intervalles réguliers. Le projet de code aurait dû créer, par exemple, une taxe carbone afin de compenser les nuisances environnementales d'une part, et contraindre les compagnies à arrêter le torchage du gaz.***

10. La récupération des coûts

L'article 74 prévoit qu'une compagnie peut récupérer ses coûts à hauteur de 50% de la production nette sur un permis, par rapport à 60% dans le texte précédent. Cependant il précise que ce taux peut monter jusqu'à 70% lorsque les conditions le justifient (ampleur des travaux, difficultés des opérations). Il est fort probable que cette mesure s'applique souvent puisque la quasi-totalité des champs sur le territoire du Congo peuvent être considérés comme des terrains difficiles, car situés en haute mer.

Cette modalité a pour conséquence de réduire la part de profit oil partagée entre la République et la compagnie. Alors que le cours du baril a fortement chuté et ne s'apprête pas à remonter, il s'agit d'assurer les revenus publics et de ne pas aggraver la contraction de la part d'huile de l'Etat.

Dans l'ensemble, la définition de ce que les compagnies peuvent déclarer en tant que coûts pétroliers n'est pas précisée. Ce manque de précision peut favoriser certaines pratiques de la part des compagnies, qui ont intérêt à augmenter leurs coûts pétroliers. D'autre part, le code devrait prévoir des mécanismes de vérification de ces coûts à la disposition des autorités.

11. De trop nombreux décrets d'application

Le projet de code prévoit une trentaine de textes d'applications et de décrets, devant préciser les modalités d'un grand nombre de mesures. Cette méthode a tout d'abord pour conséquence de faire du Code un document législatif peu précis. Peu de données chiffrées sont mentionnées dans le texte, ce qui indique qu'un certain nombre de décisions n'ont pas encore été prises ou qu'elles feront encore l'objet d'un débat. La multiplication des étapes ne promeut pas la transparence des décisions, bien au contraire. D'autre part, les procédures et le délai d'application se trouvent largement rallongés.

Contacts presse

Christian Mounzeo - 05 595 52 46

Brice Mackosso - 05 557 90 81