

Le développement du secteur gazier en Tanzanie et au Mozambique

Les prémices de deux expériences dissymétriques



Benjamin AUGÉ

Octobre 2016

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une association reconnue d’utilité publique (loi de 1901). Il n’est soumis à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Avec son antenne de Bruxelles (Ifri-Bruxelles), l’Ifri s’impose comme un des rares *think tanks* français à se positionner au cœur même du débat européen.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité de l’auteur.

ISBN : 978-2-36567-634-2

© Tous droits réservés, Ifri, 2016

Couverture : © Iain Cameron/Wikimedia Commons

Comment citer cette publication :

Benjamin Augé, « Le développement du secteur gazier en Tanzanie et au Mozambique. Les prémices de deux expériences dissymétriques », *Notes de l’Ifri*, octobre 2016.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : +33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : +33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Ifri-Bruxelles

Rue Marie-Thérèse, 21 1000 – Bruxelles – BELGIQUE

Tél. : +32 (0)2 238 51 10 – Fax : +32 (0)2 238 51 15

E-mail : bruxelles@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteur

Chercheur associé à l'Ifri, Benjamin Augé est docteur en géographie de l'Institut français de géopolitique (université Paris 8). Il est par ailleurs le rédacteur en chef de la lettre d'information *Africa Energy Intelligence* (groupe Indigo Publications). Il enseigne la géopolitique du pétrole et du gaz en Afrique au sein de l'Executive Master in Energy and Natural Resources d'Hamad Ben Khalifa University au Qatar ainsi qu'à l'université de Nouakchott en Mauritanie et à l'Instituto Nacional de Relacoes Internacionais (ISRI) au Mozambique. Il est également intervenant à l'École de guerre, Sciences Po Paris, ainsi qu'à l'École nationale d'administration (ENA).

Ses recherches se focalisent sur la gouvernance des secteurs pétrolier, gazier et électrique dans les pays africains. Benjamin Augé s'intéresse notamment aux conflits entre les différents acteurs (locaux, nationaux, internationaux) pour le contrôle des zones pétrolières ainsi qu'aux litiges frontaliers liés aux gisements pétroliers et gaziers. Outre le Nigeria, l'Angola, le Gabon et la République du Congo, il se focalise particulièrement sur les récents et futurs pays producteurs d'hydrocarbures comme le Soudan, le Tchad, la Mauritanie, l'Ouganda, le Ghana, le Mozambique et la Tanzanie.

Sommaire

INTRODUCTION.....	4
LE MOZAMBIQUE, UN CAS GAZIER « <i>TOO BIG TO FAIL</i> ».....	6
LA TANZANIE, D'IMPORTANTES RÉSERVES AVEC DE NOMBREUSES INCONNUES	16
CONCLUSION	20

Introduction

Les immenses gisements gaziers mis au jour depuis 2010 au Mozambique et en Tanzanie ont été découverts alors que l'industrie pétrolière était en pleine effervescence en raison des cours du brut record sur la période 2003-2014. Cependant, depuis la mi-2014, le cours du baril est lourdement retombé et oscille désormais entre 30 et 50 dollars¹. La raison principale de cette brutale et durable baisse des prix est la trop grande abondance de pétrole et gaz disponible. Le marché est sur-approvisionné, toutes les régions productrices historiques (Moyen-Orient, Canada, Venezuela, Afrique à l'exception de la Libye) ont en effet maintenu leur niveau de production alors que dans le même temps les États-Unis, du fait de leur production de gaz et pétrole de schiste, ont considérablement accru leur débit et minimisé d'autant leurs importations. Les barils autrefois importés par les États-Unis, notamment d'Afrique ont donc dû trouver d'autres destinations et la demande chinoise, qui a absorbé la plupart des augmentations de production depuis le début de sa dépendance au marché en 1993, marque le pas depuis 2015. À titre d'exemple, jusqu'en 2010, le Nigeria exportait plus d'un million de barils par jour (b/j) vers les États-Unis. Aujourd'hui en 2016, ce volume est tombé à quelque 7 000 b/j². Pour ce qui est du gaz, l'Afrique qui exportait encore des quantités significatives – en particulier le Nigeria – a arrêté d'approvisionner les États-Unis depuis 2014³. La baisse des prix n'a cependant pas empêché la poursuite des explorations en Tanzanie et au Mozambique mais il est désormais question de passer à la délicate phase du développement dans une période beaucoup moins favorable sur le plan de l'accès au crédit et de la recherche de clients.

Devenus depuis peu l'épicentre des découvertes gazières des compagnies en Afrique, la Tanzanie et le Mozambique se trouvent désormais dans des situations extrêmement différentes. Deux principaux facteurs expliquent la lenteur de la Tanzanie par rapport au Mozambique sur le secteur gazier. D'abord le volume des réserves : le Mozambique possède actuellement quasiment quatre fois plus de gaz que la Tanzanie.

1. Le cours du gaz est directement lié à celui du pétrole, avec toutefois un décalage. À la différence du pétrole, il n'y a pas de marché mondial pour le gaz, du fait du mode de transport par gazoduc qui implique l'accord d'un prix afin de rentabiliser l'infrastructure.

2. Voir à ce sujet, B. Augé, « Le bassin atlantique : une nouvelle géopolitique des hydrocarbures entre les Amériques et l'Afrique », *Hérodote*, n° 155, 2014, p. 22-44.

3. *Ibid.*

D'autre part, la relation entre le pouvoir politique et les investisseurs privés n'est pas du tout la même lorsque l'on compare ces deux pays frontaliers. Si cette note ne se donne pas comme objectif premier de comparer le Mozambique et la Tanzanie mais de décrire le développement de leur secteur gazier respectif, il est utile de décrire les raisons pour lesquelles l'un des projets semble aller plus vite que l'autre.

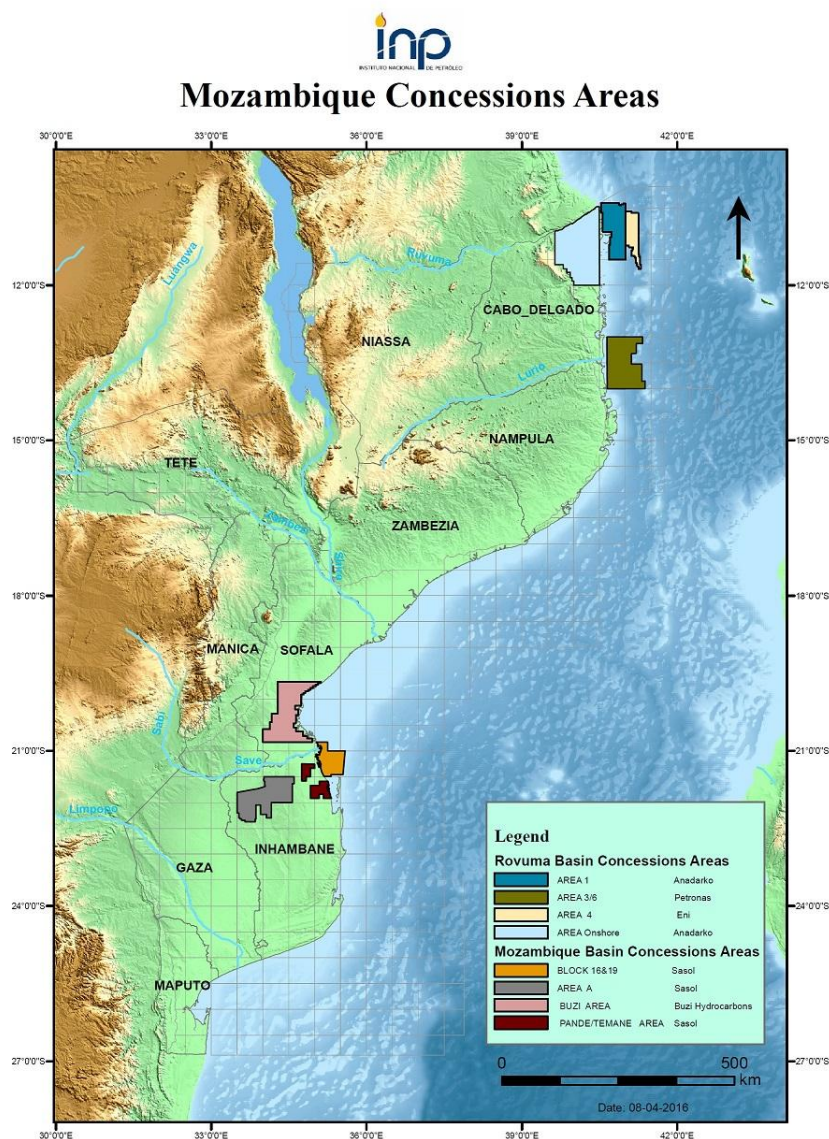
Ce texte s'est nourri de plusieurs enquêtes de terrain réalisées au Mozambique et en Tanzanie depuis 2013 et pendant lesquelles nous avons pu nous entretenir avec des fonctionnaires des ministères et des sociétés d'État, des cadres de compagnies pétrolières privées, hommes politiques, ambassadeurs et représentants d'ONG.

Le Mozambique, un cas gazier « *too big to fail* »

Historiquement, la production de gaz au Mozambique a commencé en 2004 grâce à la société sud-africaine Sasol. La quasi-totalité de ces petites quantités de gaz provenant des gisements de Pande et Temane (découverts dans les années 1970) est depuis lors envoyée de la province d'Inhambane (nord de Maputo) par l'intermédiaire d'un gazoduc vers la ville sud-africaine de Secunda où il est utilisé dans une usine de Sasol. Le vrai bouleversement dans le secteur survient avec l'attribution en 2005 dans le bassin de Rovuma (nord du pays, au large de la province de Cabo Delgado) des blocs 1 et 4 opérés respectivement par la firme texane Anadarko et la *major* italienne ENI qui contiennent quelque 150 trillions de pieds cubes⁴ (tcf). La carte suivante met en évidence ces deux blocs, en bleu foncé pour Anadarko et en jaune pâle pour ENI.

4. 1 trillion de pied cube est l'équivalent de 178 millions de barils.

Carte 1 : Les zones de concession au Mozambique



Source : site de l'Instituto Nacional de Petróleo (INP), www.inp.gov.mz.

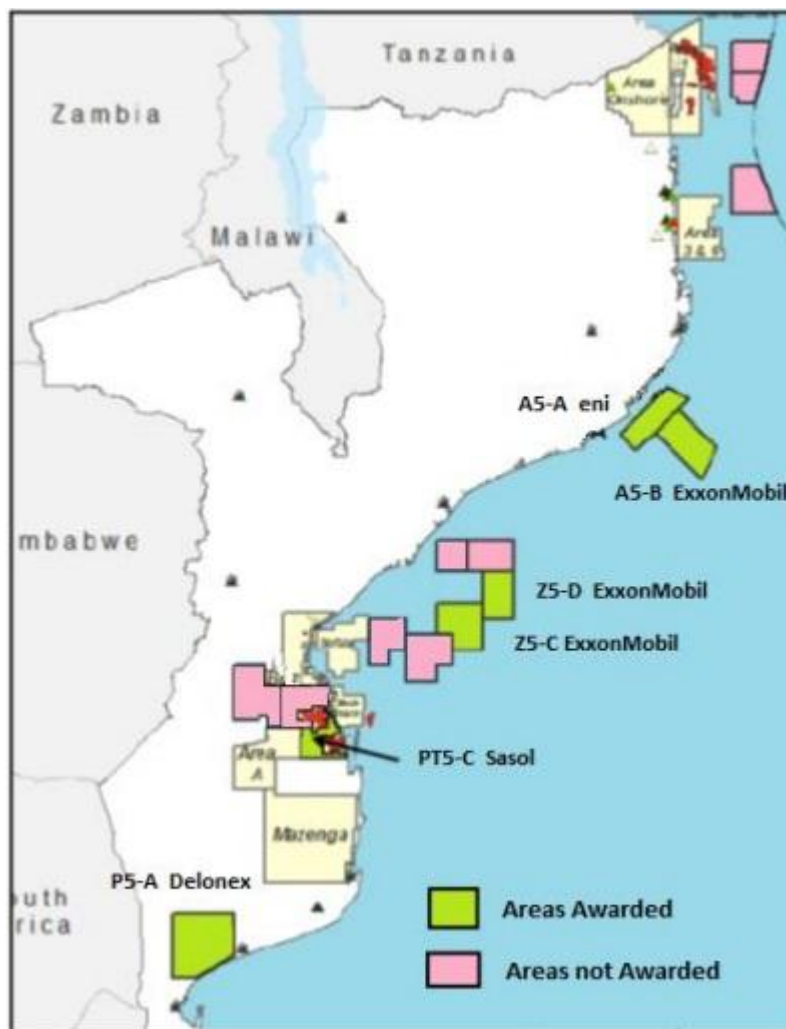
Les réserves du Mozambique sont de bien plus petites tailles que les géants mondiaux, à savoir l'Iran et la Russie avec respectivement 1 201 et 1 139 tcf⁵, mais à l'échelle de l'Afrique, le Mozambique est désormais au niveau de l'Algérie (159 tcf) et du Nigeria (180 tcf⁶).

Il est nécessaire de contextualiser les découvertes mozambicaines pour se rendre compte de leur importance. Il a fallu à peine cinq ans pour

5. BP, *Statistical Review of World Energy*, 2016, disponible sur : www.bp.com.

6. *Ibid.*

découvrir 150 tcf sur seulement deux blocs du bassin de Rovuma au nord de l'*offshore* du Mozambique alors que le Nigeria, qui a une trentaine de tcf de plus, a connu plus de 60 ans d'exploration sur un territoire de plus de 70 000 km² *onshore* et l'équivalent en *offshore*. Il en va de même pour l'Algérie dont le territoire est en sous-exploration depuis la colonisation française ou encore *a fortiori* la Russie et l'Iran, tous deux producteurs depuis plus d'un siècle. Cela veut dire que l'exploration au Mozambique n'en est encore qu'à ses débuts et que les chances de découvertes d'autres gisements sont significatives, notamment au sud du bassin de Rovuma grâce aux blocs 3 et 6 explorés par la *major* française Total. De nouvelles réserves pourront également provenir des blocs attribués en octobre 2015 dans d'autres bassins plus au sud, notamment grâce à la *major* américaine ExxonMobil qui a acquis, en coopération avec la société d'État russe Rosneft, trois permis dans l'*offshore* ou encore la société sud-africaine Sasol et la britannique Delonex qui sont rentrés dans l'*onshore*. Toutes ces compagnies sont au début de leur processus d'exploration et ne devraient pas effectuer de puits de forage avant, au mieux, le deuxième semestre 2017. La carte suivante montre la localisation des blocs attribués en 2015.

Carte 2 : Nouveaux blocs en exploration au Mozambique

Source : Site de l'Instituto Nacional de Petroleo (INP), www.inp.gov.mz.

Les 150 tcf découverts sont déjà largement suffisants pour envisager un développement commercial de ce gaz. Plusieurs possibilités s'offrent aux pétroliers : le développer uniquement pour les besoins nationaux (pour le moment extrêmement réduits) ; l'exporter *via* un gazoduc qui partirait du nord du Mozambique vers les pôles de consommations électriques mozambicains (Maputo, Beira, Nampula et Tete pour l'industrie minière) et rejoindrait ensuite l'Afrique du Sud où les besoins en gaz sont importants du fait de la baisse rapide de la production gazière locale ; enfin, ces réserves pourraient être transformées en gaz naturel liquéfié (GNL) qui serait ensuite exporté vers les marchés consommateurs, soit principalement en Asie. Aucune de ces possibilités n'est exclusive étant donné l'importance des réserves. Cependant, la problématique centrale reste celle des financements et des sociétés qui vont se lancer dans ces

projets. Pour le moment, aucune décision n'a été prise et nous ne pouvons que parler d'hypothèses envisagées par le gouvernement et des investisseurs privés.

Le premier projet qui devrait démarrer en 2017 après être parvenu à atteindre la *Final Investment Decision* (FID)⁷ concerne le gisement de Coral sur le bloc 4 d'ENI. La *major* italienne veut aller vite et a choisi, pour réduire les délais de développement, de passer par un *Floating Liquefied Natural Gas* (FLNG). Ce dernier est une embarcation sur lequel le gaz est stocké puis liquéfié afin d'être transporté aisément. Les méthaniers viennent ainsi s'amarrer directement au FLNG et repartent avec du gaz liquéfié qu'ils peuvent livrer partout dans le monde. Cette technologie est nouvelle, un seul FLNG est actuellement en fonctionnement en Malaisie. Le FLNG permet d'aller plus vite et de réduire les coûts de construction d'une usine de GNL à terre pour laquelle il y aura des déplacements de population ainsi que de lourds défis environnementaux. Tout est ainsi « *offshorisé* » et le développement de gisements gaziers peut se faire comme pour les réserves pétrolières, sans qu'aucune infrastructure ne soit construite à terre. ENI a déjà vendu la totalité de la production future de son FLNG, soit 3,4 millions de tonnes par an⁸, à la société britannique BP. Il n'y aura donc, *a priori*, aucun problème de débouchés. On estime que le FLNG sera fonctionnel à partir de 2020-2021.

Cependant, le projet le plus important de ce bloc 4 concerne les gigantesques gisements de Mamba et Prosperidade qui mordent également sur le bloc 1. Pour développer ces réservoirs, un accord dit « d'unitisation » est nécessaire entre les deux opérateurs ENI et Anadarko afin de déterminer quelles sont les réserves de part et d'autre et de se partager les bénéfices futurs. L'« unitisation » permet également de choisir quelle société opérera concrètement les gisements sachant qu'il ne peut y avoir qu'un seul opérateur par champ, afin d'éviter des frais supplémentaires qui diminueraient les revenus de l'État. Ces gisements géants ne devraient pas produire avant une dizaine d'années et leurs débits devraient en partie être envoyés vers une future usine de liquéfaction située dans la province de Cabo Delgado au nord du Mozambique, plus précisément dans le village

7. Cette FID, prise par le conseil d'administration de la société opératrice, sanctionne le lancement d'un projet. Elle ne peut être prise qu'à la condition que les financements soient réunis et que des débouchés au gaz soient sécurisés. Après avoir déclaré que la FID a été prise, la société est contrainte de développer le projet sinon elle peut être poursuivie devant un tribunal d'arbitrage par l'État hôte. La FID est donc un risque important pour le pétrolier, ne pouvant pas revenir en arrière sous peine de forte amende. Cela explique pourquoi les FID sont très souvent repoussés surtout dans un marché déprimé comme cela est actuellement le cas depuis deux ans.

8. À titre de comparaison, le Qatar vend 77 millions de tonnes de GNL par an.

d'Afungi. L'utilisation d'un deuxième FLNG, pour aller plus vite, n'est pourtant pas aujourd'hui totalement exclue.

En ce qui concerne l'autre bloc du bassin de Rovuma, le bloc 1, opéré par Anadarko, le pétrolier travaille depuis 2010 avec le gouvernement mozambicain afin de mettre en place les deux premiers trains de l'usine d'Afungi qui transformeront le gaz en liquide afin de le transporter par méthaniers. Cette usine serait alimentée par le gisement de Golfinho. Cependant, ce projet, beaucoup plus complexe que le FNLG en termes de financement, de relations parfois tendues avec les populations proches des infrastructures et le gouvernement, ne devrait pas commencer à produire le moindre mètre cube de gaz avant 2025. De plus, le volume des deux trains en question, soit 12 millions de tonnes par an, est bien plus important que celui du FLNG d'ENI. Il est donc beaucoup plus compliqué de trouver des clients pour un tel débit.

Du fait de la complexité de leurs projets, ENI et Anadarko ont tout fait pour attirer des partenaires sur leurs permis respectifs afin de réduire leur risque financier. Actuellement, Anadarko opère le bloc 1 avec seulement 26,5 % des parts en association avec les sociétés indiennes Bharat, Oil India et la société d'État Oil and Natural Gas Corporation (ONGC), la compagnie japonaise Mitsui ainsi que les firmes d'État thaïlandaises PTT Exploration and Production Public Company Limited (PTTEP), et mozambicaine ENH. De la même manière, ENI opère le permis 4 avec 50 % aux côtés de la société d'État chinoise CNPC, ainsi que la société portugaise Galp, la société sud-coréenne KOGAS et de l'Empresa Nacional de Hidrocarbonetos (ENH) mozambicaine. La quasi-totalité des futurs pays acheteurs d'Asie sont représentés dans les permis et couvrent ainsi une partie des frais d'exploration depuis qu'ils sont rentrés sur ces deux permis. Il est donc particulièrement rassurant pour les opérateurs d'avoir comme partenaires des sociétés venant de pays dont les besoins en gaz vont grandement augmenter dans les prochaines années du fait de l'absence de ressources locales (Japon, Corée du Sud), ou alors d'une production de pétrole et de gaz bien trop faibles pour la consommation locale (Chine, Inde). Leur présence allège le fardeau financier des opérateurs et permet d'envisager plus sereinement la commercialisation du gaz à long terme avec ces pays asiatiques.

Du fait du gigantisme des projets envisagés, et principalement ceux concernant Mamba et Prosperidade, les compagnies précédemment citées ont œuvré depuis 2015 à diminuer leur implication en trouvant l'appui de *majors* occidentales capables de gérer ce type de réserves dans un pays sans tradition gazière. Plusieurs noms ont circulé mais en dehors de Total, Shell Chevron et ExxonMobil, aucune autre société n'a déjà géré des projets

d'une telle ampleur. Or, les restrictions budgétaires chez Total, le rachat de BG Group pour 58 milliards de livres sterling par Shell et l'apparent désintérêt de Chevron pour le Mozambique ont rapidement conduit ENI et Anadarko à focaliser leur attention sur ExxonMobil. L'expérience du plus important pétrolier au monde dans le projet de GNL de Papouasie Nouvelle-Guinée (PNG LNG), qui produit depuis 2014 quelque 6,9 millions de tonnes par an, a démontré qu'au-delà des seuls développements pétroliers, ExxonMobil sait parfaitement gérer des développements gaziers de grande ampleur dans des pays sans aucune infrastructure, présentant des défis logistiques considérables. Les négociations ont duré plus d'une année et devraient aboutir à la prise de participation d'ExxonMobil⁹ sur les permis 1 et 4 à la fin 2016. ENI devrait avoir alors plus que 30 % de son permis 4 et Anadarko 20 % sur le 1.

À pleine capacité, la production totale du Mozambique pourrait atteindre quelque 50 millions de tonnes par an soit plus des $\frac{3}{4}$ de la production du Qatar, ce qui est considérable. Cependant, un tel volume ne pourra très certainement pas être atteint, dans le meilleur des cas, avant 2030.

La dernière possibilité d'exportation du gaz mozambicain pourrait aussi s'effectuer *via* un gazoduc en vue d'approvisionner l'Afrique du Sud, le plus grand consommateur d'énergie du continent africain. Un premier projet a été évoqué en mars 2016 entre la filiale *pipeline* de CNPC, China Petroleum Pipeline Bureau (CPPB), et la société sud-africaine Sacoil dont le but serait de construire un gazoduc allant de la province de Cabo Delgado jusqu'à la région sud-africaine du Gauteng où est située la capitale économique de Johannesburg¹⁰. Depuis lors, Sacoil a décidé de mettre de côté ce projet coûteux (6 milliards de dollars) mais il n'est pas exclu que le CPPB le reprenne à son compte. Ce groupe a déjà construit le gazoduc entre les gisements tanzaniens de Mnazi Bay vers la capitale économique Dar es Salaam soit 532 kilomètres pour 3,2 milliards de dollars. Cependant, cette fois-ci, la distance serait de près de 2 500 kilomètres ce qui nécessiterait d'importants investissements et imposerait d'importants défis logistiques. Cet oléoduc qui permettrait également d'approvisionner les grands centres de consommation mozambicains nous amène logiquement à nous interroger sur les possibilités d'utiliser le gaz localement au Mozambique. Évidemment, le pouvoir politique mozambicain s'est très tôt intéressé à introduire la plus grande part de « contenu local¹¹ » dans le développement gazier. La politique de contenu

9. Voir *Africa Energy Intelligence*, n° 775, 23 août 2016.

10. www.fin24.com.

11. Voir la définition sur : <http://negotiationsupport.org>.

local pourrait se définir par la tentative de maximalisation des bienfaits liés à un développement des ressources. La logique derrière cette stratégie est que la production étant limitée dans le temps – quelques dizaines d’années tout au plus – il est nécessaire de créer le plus de valeur ajoutée en termes de créations d’emplois directs dans les firmes gazières mais surtout de faciliter la création d’emplois indirects par l’accompagnement d’hommes d’affaires locaux afin qu’ils puissent être au niveau et répondre aux appels d’offres des sociétés productrices. Dans un premier temps, cela touchera les services à faible valeur ajoutée (*catering*, transport, sécurité, logistique, environnement) puis avec le temps les sociétés locales pourront espérer monter en gamme, grâce à des compétences directes dans les services pétroliers (forages, sismique, entretien de matériel, construction, etc.). Si le Mozambique n’a pas encore de loi sur le contenu local, l’État a tout de même encadré les conditions dans lesquelles les sociétés gazières peuvent avoir recours à des services venant de l’étranger¹². Le cadre est pour le moment plutôt souple. Anadarko a, depuis les premières découvertes, travaillé à identifier les sociétés locales qui pourraient lui fournir des services et a nommé un citoyen mozambicain en charge de sa politique de contenu local. Un important travail a été réalisé en ayant recours à des cabinets étrangers – notamment Pyxera¹³ – listant quelque 200 sociétés capables de travailler pour l’industrie gazière au Mozambique. Ce document permettra, en cas de FID, de choisir plus rapidement les sous-traitants.

En dehors de la question cruciale de l’emploi, l’État mozambicain veut également profiter de son gaz pour s’industrialiser. Bien que pour le moment, il soit prématuré de savoir si les projets se matérialiseront effectivement, la filiale de la société pétrolière d’État ENH, ENH Logistics (ENHL), qui contrôle ce projet d’industrialisation ne cesse de nouer des partenariats avec des sociétés privées. Elle a par exemple fait équipe avec la firme italienne Orlean Invest (déjà implantée au Nigeria et en Angola) pour créer en 2014 la Sociedade de Portos de Cabo Delgado (SPCD) afin de mettre en place une plate-forme logistique sur le port de Pemba dans la région gazière¹⁴. En 2014, ENHL a également créé en 2014 une *joint-venture* avec le géant émirati Ecolog, spécialiste de la gestion des bases vie¹⁵. Le Mozambique espère aussi pouvoir développer des projets de centrales électriques ainsi qu’une industrie pétrochimique. Ces moyens de

12. Ce document voté au parlement décrit les conditions du développement du projet GNL au Mozambique. Pour aller plus loin, voir sur : www.shearman.com.

13. Ce cabinet est notamment spécialisé dans les enquêtes de terrain afin de proposer des politiques optimales de contenu local, voir sur : www.pyxeraglobal.org.

14. *Africa Energy Intelligence*, n° 723, 27 mai 2014.

15. *Ibid.*

diversification de l'économie ont fait partie des objectifs du Natural Gas Master Plan¹⁶. Ce document, financé en 2012 par la Norvège et la Banque mondiale, avait comme objectif de décrire comment pourrait se dérouler le développement gazier du Mozambique. Pour ce qui est des revenus issus du gaz, des chiffres très contradictoires circulent car ils dépendent considérablement du prix de vente et du volume de gaz vendu. Le Natural Gas Master Plan développe plusieurs scénarios : en cas de vente de la totalité de la production sur les marchés du GNL ou alors si une partie du gaz est utilisée dans le pays en vue d'approvisionner des projets d'industrialisation. Il en ressort qu'à pleine puissance, soit 50 millions de tonnes avec 10 trains de liquéfaction, le Mozambique gagnerait quelque 10 milliards de dollars par an sachant qu'en 2014 le PNB du pays était 17,5 milliards de dollars. Avant d'atteindre ce niveau de revenu, il faudra patienter bien plus d'une décennie et espérer que les prix du marché gazier remontent : les évaluations du Natural Gas Master Plan ont été effectuées alors que les cours étaient très élevés.

L'actuel contexte politico-économique au Mozambique est très compliqué. La multiplication des dettes cachées aux bailleurs de fonds, qui se montent à plus d'un milliard de dollars, atteint désormais 86 %¹⁷ en les additionnant aux dettes connues, le ratio endettement/PNB au Mozambique. Ces dettes cachées ont eu également comme effet de considérablement crispier les relations avec les bailleurs dont le Mozambique a absolument besoin pour payer ses fonctionnaires. Le contexte est encore assombri par la reprise des violences de la part des membres du principal parti d'opposition, la Renamo. Son leader, Afonso Dhlakama, se bat pour que ses partisans puissent obtenir des avantages (réintégration dans l'armée pour les combattants) et obtenir des postes notamment dans les régions septentrionales de Sofala, Tete et Zambezie où la Renamo a remporté la majorité des suffrages lors des dernières élections présidentielles et législatives en 2014. Le leader de la Renamo souhaite également qu'une partie des retombées des revenus miniers et gaziers lui profite ainsi qu'à ses cadres. Si ce conflit était plutôt de basse intensité lors de la précédente présidence d'Armando Guebuza, l'élection en 2015 de Filipe Nyusi a conduit à la radicalisation du mouvement dont les actions violentes se sont multipliées¹⁸. Pour le moment, cette crise n'a pas l'air d'effrayer les investisseurs gaziers – ENI produira dans un premier temps grâce à un FLNG loin des côtes – mais cela n'est pas de nature à renforcer

16. Natural Gas Master Plan : www.inp.gov.mz.

17. M. Wirz, « IMF Calls for Audit of Mozambique's Undisclosed Debt », *The World Street Journal*, 24 juin 2016, disponible sur : www.wsj.com.

18. T. Bowker, S. Kamm et A. Sambo, « Mozambique's Invisible Civil War », *Foreign Policy*, 6 mai 2016, disponible sur : <http://foreignpolicy.com>.

l'attractivité du Mozambique, en particulier pour les banques, maillons essentiels au financement de cette nouvelle industrie qui deviendra centrale pour ce pays pauvre : un citoyen mozambicain reste toujours trois fois plus pauvre que la moyenne africaine, du fait notamment de la longue guerre civile (1975-1992).

Enfin, l'autre inquiétude de ce projet gazier est l'importance du parti au pouvoir, Frelimo, et de ces leaders dans l'économie. La province gazière de Cabo Delgado est celle de caciques du régime comme Alberto Chipande (ancien ministre de la Défense et héros de la libération) ou Raimundo Pachinuapa (ancien ministre de la Défense), tous deux à la commission politique du Frelimo, plus haute instance du parti. Chipande comme Pachinuapa ainsi que d'autres éminents membres du parti ont commencé à créer des sociétés pour se rendre indispensables lorsque les projets gaziers seront lancés. Il sera difficile pour les pétroliers de les mettre de côté, même si leurs sociétés ne sont pas compétitives¹⁹.

19. Pour aller plus loin sur cette mainmise du Frelimo sur l'économie, voir B. Augé, « Le gaz au Mozambique, une évolution économique à haut risque », *Notes de l'Ifri*, Ifri, avril 2014.

La Tanzanie, d'importantes réserves avec de nombreuses inconnues

La Tanzanie a, elle-aussi, une petite production de gaz depuis 2004 sur l'île de Songo Songo située à quelque 200 kilomètres de la capitale économique Dar es Salaam. Un gazoduc transporte le gaz de Songo Songo vers cette ville où il est transformé dans la centrale électrique d'Ubungu (180 MW). Depuis 2010, de nouvelles découvertes, très importantes, ont été effectuées dans la partie méridionale du domaine *offshore* du pays. Ces réserves sont situées sur trois blocs. Le premier, le bloc 2, est opéré par les Norvégiens de Statoil et la *major* américaine ExxonMobil. Grâce à 13 forages entre 2012 et 2015, les réserves connues sont de 22 tcf. Dans les blocs 1 et 4, opérés par Shell et ses partenaires (Ophir Energy et le fonds d'investissement Pavilion Energy de Singapour), 17 tcf ont été mises au jour après 16 forages. Si la Tanzanie n'a pas du tout le même volume de réserve (quatre fois moins au total), il reste cependant suffisant pour envisager un projet d'exportation. Les partenaires des trois blocs ont d'ailleurs à cet effet signé en 2014 un accord de coopération avec le gouvernement pour le développement d'une usine de GNL. À l'époque, l'État tanzanien devait avancer sur la sécurisation d'un terrain côtier à proximité des découvertes pour construire les trains de liquéfaction. Or, il a fallu attendre deux ans pour que le terrain soit enfin disponible du fait de la réticence de certains propriétaires²⁰ à céder leur parcelle. L'usine sera située dans le sud de la province sudiste de Lindi, plus précisément dans la baie de Mchinga. Quelque neuf hectares ont enfin été préemptés par le gouvernement tanzanien début 2016. Seulement, le lancement du projet de construction de l'usine avec deux premiers trains de liquéfaction est loin d'être imminent. Depuis la publication de la nouvelle loi pétrolière *Petroleum Act* au 29 avril 2015, les opérateurs des blocs dans lesquels les découvertes ont été effectuées exercent une forte pression sur le pouvoir tanzanien pour

20. En l'occurrence il s'agit d'un des plus puissants milliardaires tanzaniens, Mohammed Dewji. Ce dernier a essayé de faire monter les enchères avec le pouvoir politique sachant bien que son terrain valait de l'or du fait de son emplacement idéal. Cependant, sa demande à hauteur de 100 millions de dollars n'a pas été acceptée et le président tanzanien John Magufuli a révoqué son titre de propriété. Source : E. Kabendera, « 19,000 Acres Available for LNG Plant in Lindi », *The East African*, 16 janvier 2016, disponible sur : www.theeastafrican.co.ke.

que certaines dispositions liées au régime fiscal soient revues. Un dialogue de sourds s'est depuis lors instauré entre opérateurs et l'État. L'arrivée à la fin 2015 du nouveau président John Magufuli, ancien ministre des travaux publics de 2005 à 2015, n'a absolument pas modifié la position gouvernementale qui ne semble pas envisager de modification substantielle du *Petroleum Act*. La relation avec les pétroliers a été d'autant plus difficile que le ministre des Mines et de l'Énergie entre 2013 et 2015, Sospeter Muhongo, a été confirmé au même portefeuille par John Magufuli. Muhongo, professeur de géologie à l'université de Dar es Salaam, n'est pas réputé pour être particulièrement ouvert au dialogue. Plutôt intransigeant, il n'adopte pas souvent une posture de compromis avec les pétroliers qui ne l'apprécient guère.

Si les découvertes gazières ont été effectuées dans une période d'euphorie, cette période est bel et bien terminée depuis 2014. Or, les autorités tanzaniennes adoptent une position rigide pensant que leur projet gazier va de toute façon être développé. En réalité, la Tanzanie n'est prioritaire d'aucune des sociétés partenaires présentes dans les différents blocs de l'*offshore*. Pour Shell, le rachat de BG pour 58 milliards de livres sterling a été compliqué par les autorités tanzaniennes qui ont été les dernières au monde à donner leur feu vert pour cette acquisition²¹. De plus, depuis le feu vert de la Tanzanie, la Tax Revenue Authority de ce pays demande à Shell plus de 500 millions de dollars sur les plus-values dont la *major* aurait bénéficié grâce à cette opération²². Shell conteste ces calculs et n'est donc pas près de se lancer dans un projet de développement de GNL dont le coût total est estimé à 30 milliards de dollars. Quant à Ophir, le partenaire de Shell sur les blocs 1 et 4, la petite junior a clairement comme objectif premier de développer son projet de gaz de Fortuna en Guinée équatoriale. Enfin, Pavilion Energy ne s'engagera pas seul dans cet investissement. Pour ce qui est du bloc 2, Statoil²³ est en train de réduire tous ses investissements dans le monde du fait de la crise et son partenaire ExxonMobil devrait, comme on l'a vu plus haut, prendre une place de choix dans le projet gazier au Mozambique. Il serait très étonnant qu'il développe

21. Dans tous les pays hôtes dans lesquels BG avait des actifs, les autorités ont dû accepter le rachat de Shell. Or, BG était actif sur deux des trois blocs où les réserves ont été découvertes en Tanzanie.

22. E. Kabendera, « Taxman Freezes BG Group's Accounts in \$500m Tax Row », *The East African*, 9 juillet 2016.

23. Statoil est toutefois poussé à investir en Tanzanie par son principal actionnaire, l'État norvégien, qui aide massivement le pays *via* son agence de coopération, NORAD. Cette dernière dispose d'un programme spécifique pour le secteur pétrolier, Oil for Development (OFD), grâce auquel la Norvège aide la Tanzanie depuis 1985 à la mise en place d'appel d'offres, l'écriture de loi pétrolière et la formation de fonctionnaire. En 2014, OFD a consacré 3,1 millions d'euros juste pour la Tanzanie.

le même projet concurrent en Tanzanie sachant que celui au Mozambique fait davantage de sens économique pour eux et que deux projets concurrents arrivant au même moment sur le marché ne trouveront pas forcément aisément des clients. Le désengagement d'ExxonMobil est déjà perceptible en Tanzanie. Le dernier forage sur le bloc 2, Mdalasini-1, a été financé totalement par Statoil sans aucune participation de la part d'ExxonMobil²⁴ alors même que la *major* américaine détient 35 % de ce permis. Le projet gazier tanzanien risque de ne pas être lancé avant plusieurs années et donc ne pas produire avant plus d'une décennie. Or, dans les locaux de la société d'État, la TPDC, et au ministère, on pense que le projet sera développé coûte que coûte et que si les sociétés actuellement opératrices ne veulent pas développer, d'autres accourront pour prendre leur place.

En dehors de ces importantes découvertes au sud de l'*offshore*, de celles de Songo Songo et d'autres petites à Mnazi Bay (province de Mtwara) qui alimentent également en électricité Dar es Salaam depuis 2015 grâce à la société française Maurel & Prom, l'exploration en Tanzanie n'a pas encore permis de découvrir d'autres ressources. Les explorations autour du lac Tanganyika sont au point mort tout comme celles sur les autres blocs *onshore*²⁵. Enfin, l'exploration autour de Zanzibar n'a quasiment pas commencé. Shell et Rak Gas (de l'émirat de Ras Al-Khaimah²⁶) qui y ont pourtant plusieurs permis depuis 2002 doivent les renégocier avec les autorités de Zanzibar suite à la réforme constitutionnelle de 2015 qui valide le transfert de compétences sur les ressources naturelles autour de Zanzibar aux autorités de l'archipel.

La Tanzanie pourrait toutefois profiter dans quelques années des revenus provenant du passage par son territoire de l'oléoduc d'exportation du brut ougandais. La décision de passer par la Tanzanie et le port de Tanga a été actée en mars 2016 par les présidents tanzanien John Magufuli et ougandais Yoweri Museveni au détriment du projet défendu par le Kenya, jugé trop risqué du fait de la proximité du port d'exportation de Lamu avec la frontière somalienne où sévissent les membres du groupe islamiste Al-Shebab. Cette victoire de la diplomatie tanzanienne a été largement facilitée par la société française Total, partenaire des futurs blocs producteurs en Ouganda. La *major* a promis une grande partie du financement de cet oléoduc *via* la Tanzanie et a été à la manœuvre pour

24. Voir www.statoil.com.

25. Pour aller plus loin, voir B. Augé, « Pétrole et gaz en Afrique de l'Est : quels enjeux et quel périmètre ? », *Notes de l'Ifri*, Ifri, mars 2015.

26. Émirats arabes unis.

convaincre les deux présidents tanzaniens successifs de s'impliquer fortement et proposer des avantages financiers conséquents²⁷.

27. Le principal avantage financier qu'un État peut proposer afin d'attirer un projet d'oléoduc sur son territoire est lié au droit de passage. Ce dernier est calculé pour un projet pétrolier en dollar par baril.

Conclusion

Cette nouvelle province gazière située entre le sud tanzanien et le nord du Mozambique a largement fait parler d'elle depuis 2010. Cependant, depuis lors, la crise pétrolière commencée à la mi-2014 a produit ses effets. Des projets qui n'avaient pas l'ombre d'une chance de rester dans les cartons à l'époque où le prix du baril approchait les 100 dollars pourraient être remis en cause aujourd'hui. L'arrivée massive de nouveaux projets d'exportation de GNL depuis 2015, notamment aux États-Unis et dans les prochaines années en Australie²⁸ rend tout nouveau développement bien plus risqué. Cela est encore davantage le cas pour des pays sans aucune culture pétrolière comme la Tanzanie et le Mozambique où les infrastructures sont largement à construire.

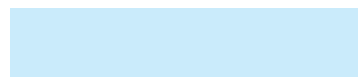
Les deux pays ne sont pourtant pas au même niveau. Dans le cas du Mozambique, même si la situation politique et économique est tendue, il y a un afflux de capitaux. ENI, tout comme Anadarko ont tous deux réussi à faire venir toutes les sociétés asiatiques qui comptent ainsi que le géant ExxonMobil. Si les différents projets (FLNG et trains de liquéfaction à terre) mettent du temps avant d'atteindre leur pleine puissance et générer des revenus conséquents pour l'État mozambicain, une réelle dynamique est perceptible sur les différents projets gaziers du pays. Cet élan positif s'explique évidemment par la taille des réserves mais également par un état d'esprit au sein des institutions mozambicaines (société d'État, ministère, présidence) beaucoup plus favorable aux investissements privés que chez le voisin du nord. Le parti au pouvoir, le Frelimo, comprend bien quel avantage politique et financier il pourrait tirer en facilitant le lancement de ce type de projet géant. Le secteur du gaz pourra également permettre à tous les leaders Frelimo de la province de Cabo Delgado comme l'ancien ministre de la Défense, Alberto Chipande, ou l'ancien général Raimundo Pachinuapa de faire fructifier leurs affaires (hôtels, *catering*, logistique). Le président mozambicain, Filipe Nyusi, est également originaire de Cabo Delgado. Un projet structurant comme le gaz ne pourra que générer de l'emploi dans sa province.

28. L'Australie a lancé ses dernières années de nombreux projets de GNL : Pluto LNG (2012), Queensland Curtis LNG (2014), Gladstone LNG (2015), Australia Pacific LNG (2015), Gorgon (2016) et se prépare à en inaugurer d'autres comme Prelude (2017) et l'addition de nouveaux trains de liquéfaction dans les projets déjà en production.

Certains cadres en charge du secteur du gaz au ministère et au sein de la TPDC en Tanzanie semblent convaincus que leur projet sera rapidement développé, pensant que les desideratas des compagnies ne sont qu'une ultime négociation pour rogner encore davantage sur la part de l'État. Les grandes sociétés sont bien présentes mais semblent fatiguées – peut-être à l'exception de Statoil – du fait des multiples complexités administratives et du quasi mépris de certains fonctionnaires et ministres tanzaniens à leurs égards. L'étude de l'histoire politique du pays marquée par le poids de l'ancien président socialiste Julius Nyerere (1964-1985) explique pourquoi il y a toujours une attitude de méfiance envers l'investissement privé, *a fortiori* venant de l'étranger. Les investisseurs sont souvent suspectés de se faire de l'argent « sur le dos » des Tanzaniens. Certains des hauts fonctionnaires rencontrés pensent qu'ils n'ont pas besoin d'aide, même pour ce secteur où non seulement il faut un haut niveau de technicité mais également d'importants capitaux. Or le pays souffre du manque de main-d'œuvre qualifiée et reste, tout comme le Mozambique, extrêmement pauvre²⁹. Il est donc possible que la difficulté de faire des affaires en Tanzanie observée actuellement repousse de plusieurs années l'investissement des sociétés pétrolières.

Enfin, il faut noter que ces deux projets sont directement en concurrence. Le marché peut-il se permettre d'absorber le lancement de plusieurs FLNG et trains de liquéfaction au Mozambique ainsi que d'autres venants de Tanzanie ? Du fait de la difficulté du marché actuelle du gaz, les lancements, considérés comme plus aisés, au Mozambique, risque de repousser ceux de la Tanzanie. Chaque décision d'investissement au Mozambique rendra celles éventuelles en Tanzanie encore plus difficiles à prendre. Il n'est d'ailleurs pas improbable que le premier signe de ce désamour de la Tanzanie soit symbolisé par le départ prochain d'ExxonMobil du bloc 2, ce dernier ayant fait le choix d'investir massivement au Mozambique.

29. D'après la Banque mondiale, 68,7 % de la population disposait de moins de \$1,90/jour en 2008. Les données les plus récentes relatives à la Tanzanie datent de 2011, cette situation concernait alors 46,6 % de la population.



institut français
des relations
internationales