

LE GAZ DE SCHISTE ET SES IMPLICATIONS POUR L'AFRIQUE ET LA BANQUE AFRICAINNE DE DÉVELOPPEMENT



GRUPE DE LA BANQUE AFRICAINE
DE DEVELOPPEMENT

REMERCIEMENTS

Élaboré dans la perspective de la stratégie de la Banque africaine de développement dans le secteur de l'énergie, ce document est l'œuvre d'une équipe présidée par Hela Cheikhrouhou, directeur du département de l'énergie, de l'environnement et du changement climatique. Mthuli Ncube, vice-président et économiste en chef, a fourni de précieuses orientations pour le processus et la conceptualisation.

La supervision a été assurée par Engedasew Negash, chef de division, et par Tanja Faller, économiste de l'énergie supérieur. L'auteur principal de l'étude est Robert Bacon, qui a bénéficié du concours d'une équipe dont les membres provenaient de toute la Banque, notamment: Obiora Okoye, chargé d'investissement supérieur en énergie; Stella Mandago, chargée d'énergie supérieure; Jacques Moulot, ingénieur électricien en chef; Elizabeth Muguti, ingénieur électricien supérieur; Khaled El-Askari, chargé d'énergie principal; et Ayodeji Adebola, spécialiste de l'énergie. Nous savons gré à Ebrima Faal, directeur régional de SARC, et Peter Sturmheit, chargé de programme pays en chef, pour leur contribution. Enfin, tous nos remerciements à Donna Brutkoski pour l'édition de la version anglaise et à MZ pour la création et la mise en page du rapport.

TABLE DES MATIÈRES

Abréviations	6
Gaz de schiste	7
AVANT-PROPOS	8
Résumé analytique	9
La révolution du gaz de schiste	9
Le gaz de schiste aux États-Unis	10
La production de gaz de schiste	10
Problèmes environnementaux liés à la production de gaz de schiste	11
I. La fracturation nécessite de grandes quantités d'eau	11
II. Pollution de l'eau	11
III. Événements sismiques	11
IV. Évacuation et torchage du gaz	11
Le gaz de schiste en Afrique	12
La Banque africaine de développement a un rôle à jouer	14
INTRODUCTION	15
PARTIE I : PRÉSENTATION DE L'INDUSTRIE DU GAZ DE SCHISTE	15
La révolution du gaz de schiste aux États-Unis	15
La croissance exceptionnelle de la production de gaz de schiste comparée aux sources conventionnelles de gaz aux États-Unis	16
Production de gaz de schiste et évolution de la balance commerciale aux États-Unis	16
Répercussions de l'augmentation de la production de gaz de schiste sur les prix au comptant du gaz naturel	17
Relation entre les prix au comptant du gaz naturel et l'exploration aux États-Unis	17
Répercussion sur les marchés de l'énergie aux États-Unis au cours de la dernière décennie	18
Relation avec les marchés mondiaux du gaz	18
La production de gaz de schiste	19
Emplacement des gisements de gaz de schiste	19
Fracturation hydraulique et forage horizontal	19
Profil de production des puits	20
Estimations globales concernant le gaz de schiste en place et les gisements exploitables	20

Problèmes environnementaux liés à la production et à l'utilisation du gaz de schiste	22
Grandes quantités d'eau requises pour la fracturation	22
Pollution potentielle de l'eau	22
Évacuation et torchage du gaz lors de l'exploitation des puits	23
Effets sismiques possibles dus à la fracturation	23
Effet de l'utilisation du gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)	24
Facteurs ayant favorisé la révolution du gaz de schiste aux États-Unis et leur transférabilité à d'autres régions potentiellement riches en gaz de schiste	24
Connaissance des gisements de gaz de schiste et des ressources de gaz potentielles	24
Recherches subventionnées dans le domaine des techniques de forage et de récupération	25
Rôle des petites sociétés d'exploration et de production indépendantes	25
Qualité et quantité des ressources et coût de production	26
Un marché établi pour le gaz	26
Infrastructure en matière de gazoducs et d'installations de stockage	28
Existence d'un marché au comptant pour la vente du gaz	28
Droits favorables à l'extraction minière	29
Approvisionnement en eau approprié et méthodes sûres d'évacuation des eaux usées	29
Fiscalité raisonnable	30
Système réglementaire clair et exhaustif	30
Faible impact perçu sur les communautés locales	31
PARTIE II : LE GAZ DE SCHISTE ET L'AFRIQUE	31
1. Quelles sont les estimations concernant la quantité de gaz de schiste en Afrique et dans le reste du monde, et quelle proportion est exploitable ?	31
Estimations mondiales	31
Situation pays par pays	33
2. Quel impact la production de gaz de schiste a-t-elle sur les marchés de l'énergie en général?	39
Secteur gazier national	39

Marché du gaz international	40
Concurrence par rapport aux autres secteurs énergétiques	41
3. Quels effets la découverte de réserves importantes de gaz de schiste peut-elle avoir sur les investissements dans les technologies énergétiques à faible intensité de carbone?	43
4. Quelles sont les répercussions de l'augmentation de la production de gaz de schiste sur le développement du secteur énergétique en Afrique?	45
Producteurs de gaz conventionnel qui ne sont ni importateurs ni exportateurs	46
Producteurs de gaz conventionnel qui sont importateurs nets	46
Pays qui deviennent des producteurs de gaz de schiste	47
5. Quels sont les risques environnementaux locaux du gaz de schiste en Afrique ?	48
L'approvisionnement en eau destinée à la fracturation	48
Pollution de l'eau	48
Déclenchement d'événements sismiques	49
6. Quel est l'impact potentiel d'une plus grande utilisation du gaz de schiste sur les objectifs en matière de changement climatique ?	50
7. Quel rôle devrait jouer la Banque africaine de développement vis-à-vis du gaz de schiste et qu'est-ce que cela implique pour sa stratégie/politique énergétique en matière d'investissements futurs dans le secteur africain de l'énergie ?	52
Importants producteurs de gaz qui présentent un potentiel en termes de gaz de schiste	52
Pays qui produisent peu ou pas de gaz, mais présentent un potentiel en termes de gaz de schiste	53
Producteurs de gaz sans potentiel en termes de gaz de schiste	54
Pays qui ne produisent ou ne consomment pas de gaz et qui ne présentent aucun potentiel en termes de gaz de schiste	55
La BAD et les mesures de protection de l'environnement	55
Premières étapes possibles pour la BAD	55
Annexe 1 : Réserves prouvées, consommation et production de gaz naturel par pays	63

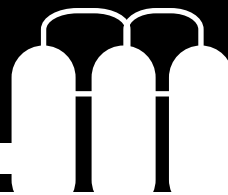
Références	37
Figure 1 : Production de gaz de schiste et d'autres gaz aux États-Unis entre 2000 et 2012 en milliards de pieds cubes/an	16
Figure 2 : Prix moyen annuel au comptant du gaz naturel par millier de pieds cubes et nombre de plates-formes de gaz naturel en activité aux États-Unis, d'après Henry Hub	17
Figure 3 : Parts du gaz et du charbon en pourcentage de la production d'électricité nette américaine (kWh)	18
Tableau 1 : Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, gisements avérés de gaz conventionnel et production gazière actuelle en milliers de milliards de pieds cubes	12
Tableau 2 : Gisements de gaz naturel techniquement exploitables restants par type et par région (milliers de milliards de pieds cubes)	21
Tableau 3 : Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, réserves prouvées de gaz conventionnel et production gazière actuelle en milliers de milliards de pieds cubes estimés par ARI	32
Tableau 4 : Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste (milliers de milliards de pieds cubes)	33
Tableau 5 : Scénarios de prix du gaz naturel (USD de 2010 par MBtu)	41
Tableau 6 : Sept plus grands gisements techniquement exploitables de gaz de schiste (milliers de milliards de pieds cubes)	41
Tableau 7 : Consommation de gaz naturel aux États-Unis en fonction des secteurs, données actuelles et prévisions (en milliers de milliards de pieds cubes)	42

ABRÉVIATIONS

AIE	Agence internationale de l'énergie
ARI	Advanced Resources International
BSA	Benjamin Schlesinger and Associates
EIA	Agence américaine pour l'information sur l'énergie
EITAF	Centre de conseils techniques aux industries extractives
EUR	Réserves mondiales ultimes (Estimated Ultimate Recovery)
GES	Gaz à effet de serre
GGFR	Réduction des volumes de gaz torchés
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GNC	Gaz naturel comprimé
GNL	Gaz naturel liquéfié
kWh	Kilowattheure
LGN	Liquéfaction du gaz naturel
mpc	Millier de pieds cubes
MMBtu	Million de BTU (British thermal unit)
PTAC	Petroleum Technology Alliance Canada
PRP	Potentiel de réchauffement planétaire
RPS	Normes en matière d'énergies renouvelables (Renewable Portfolio Standards)
SCEK	Science and Community Environmental Knowledge
tcf	Millier de milliards de pieds cubes
tcm	Millier de milliards de mètres cubes
TCP	Permis de coopération technique

GAZ DE SCHISTE

Le gaz de schiste est le même combustible que celui extrait des gisements de gaz conventionnel terrestres et en mer, mais logé dans des formations géologiques différentes. Ces formations requièrent de nouvelles techniques d'extraction, qui génèrent des problèmes écologiques que ne posent pas le gaz conventionnel. Les gisements de gaz de schiste se situant généralement sur des sites géographiques différents de ceux des gisements de gaz conventionnel, certains pays dépourvus de gaz conventionnel pourraient y voir là une occasion de produire du gaz de schiste.



PRÉFACE

L'essor fulgurant de la production de gaz de schiste observé aux États-Unis ces dernières années, favorisé par le progrès technologique, a mis en lumière le fait qu'il existe peut-être dans d'autres pays des gisements de gaz de schiste dont l'exploitation pourrait être commercialement rentable. Cette découverte a des répercussions considérables pour les marchés de l'énergie dans le monde, notamment en Afrique. La présente étude vise à évaluer les effets de la révolution du gaz de schiste sur l'Afrique. Des gisements potentiellement rentables ont déjà été découverts dans plusieurs pays du continent. Les réserves supplémentaires de gaz qu'ils contiennent pourraient entraîner une baisse des cours mondiaux du gaz et une hausse de la consommation de gaz naturel, en partie au détriment du charbon, ce qui pourrait ralentir la croissance des émissions de gaz à effet de serre liées à la production d'électricité, tout en apportant des avantages économiques substantiels aux pays producteurs. Il n'en reste pas moins que l'exploitation de ces gisements de gaz de schiste soulève un certain nombre de problèmes, en particulier en ce qui concerne le volume d'eau nécessaire pour faire fonctionner la technologie développée dans ce domaine. Une bonne planification environnementale et une gestion judicieuse de la production de gaz de schiste peuvent réduire ces coûts d'exploitation.

La présente étude examine les facteurs qui ont favorisé l'essor rapide de la production du gaz de schiste aux États-Unis, la nature de cette ressource et la technologie nécessaire pour procéder à son extraction à des fins commerciales, ainsi que les problèmes liés à sa production. Elle situe ces questions dans un contexte africain en analysant les estimations des gisements de gaz de schiste – parfois considérables – dans plusieurs pays africains et en mettant en lumière les défis à relever si l'existence de ces gisements est confirmée et qu'ils sont exploités. Enfin, l'étude se penche sur les répercussions potentielles de l'exploitation mondiale du gaz de schiste sur les autres carburants et sur les émissions de gaz à effet de serre.

La Banque africaine de développement est disposée à appuyer ses pays membres où il existe des perspectives en matière d'exploitation du gaz de schiste, et ce grâce à tout un éventail de mesures. L'étude tire les conclusions suivantes : a) plusieurs pays africains semblent receler – si cela est confirmé par l'exploration - des réserves de gaz de schiste qui pourraient constituer une source majeure d'énergie pour leurs économies ; b) la mise en valeur et la production du gaz de schiste peuvent soulever des problèmes considérables au plan environnemental, et il convient de surveiller attentivement cet aspect et d'adopter des mesures d'atténuation ; et c) il est essentiel que les pouvoirs publics et les populations réfléchissent sur la meilleure manière de procéder avant de se lancer dans l'exploitation à grande échelle des ressources de gaz de schiste.



Donald Kaberuka

Président

Groupe de la Banque africaine de développement

RÉSUMÉ ANALYTIQUE

LA RÉVOLUTION DU GAZ DE SCHISTE

Au cours de la dernière décennie, la production de gaz naturel a enregistré une forte croissance, surtout aux États-Unis. La majeure partie de cette augmentation est imputable au gaz de schiste, dont l'exploitation économique est seulement intervenue durant cette période. La production de gaz de schiste pourrait avoir, à l'avenir, un impact considérable à l'échelle mondiale, au point de dire que son avènement « bouleverse les règles du jeu » aussi bien pour les pays producteurs que pour les pays consommateurs. Dans une étude consacrée au gaz en Afrique, Ernst et Young (2012) souligne l'ampleur de ces effets.

Encadré 1 : Le gaz de schiste et l'approvisionnement mondial en gaz

Relativement nouvelles, les sources « non conventionnelles » de gaz naturel – comme le gaz de schiste, le gaz rare et le méthane de houille (également connu sous le nom de « gaz de charbon ») – pourraient transformer les marchés de l'énergie dans le monde. Alors que les réserves mondiales de gaz n'ont cessé de croître depuis des décennies, au cours de la dernière décennie, la « manne » de gaz non conventionnel a pratiquement doublé la quantité de ressources pouvant être récupérées économiquement. Il y a dix ans, on estimait qu'il restait au monde seulement 50 à 60 années de consommation de gaz ; avec les nouvelles sources non conventionnelles, le cycle de vie estimatif des ressources est passé à plus de 200 ans. Actuellement, le boom non conventionnel est centré sur les États-Unis, mais on pense que certaines parties de l'Europe, la Chine, l'Argentine, le Brésil, le Mexique, le Canada et plusieurs pays africains recèlent d'énormes quantités de gaz naturel non conventionnel. Le gaz non conventionnel représente environ 44 % des ressources de gaz naturel encore jugées techniquement récupérables dans le monde, tandis que la part du gaz de schiste est estimée à 63 % du gaz non conventionnel techniquement récupérable.

Source : Ernst and Young 2012.

Pour mieux comprendre la « révolution du gaz de schiste » et son intérêt pour les pays africains, le présent rapport décrit d'abord l'expérience réelle de la production de gaz de schiste aux États-Unis, avant de passer en revue un certain nombre d'enjeux concernant le gaz de schiste et sa production, qui sont pertinents pour les pays africains. Il termine en suggérant comment la Banque africaine de développement pourrait collaborer avec ses pays clients pour évaluer les coûts et avantages que pourrait avoir la mise en valeur du gaz de schiste là où des gisements existent.

Le gaz de schiste aux États-Unis

Avant 1998, il n'existait aucune production commerciale de gaz de schiste dans le monde. En 2012, cependant, la production aux États-Unis atteignait déjà près de 8 000 milliards de pieds cubes de gaz de schiste, soit un tiers de la production totale de gaz de ce pays, et plus de 7 % de la production mondiale de gaz. Les avancées technologiques ayant permis ce résultat sont aisément exportables, et désormais d'autres pays pensent à exploiter leurs propres réserves. Le potentiel à moyen terme est un accroissement considérable de la production gazière mondiale, qui ne serait pas possible sans certains progrès technologiques.

Aux États-Unis, les ressources accrues en gaz ont entraîné une baisse de plus de la moitié du prix du gaz au comptant, remettant ainsi en cause l'intérêt relatif des autres combustibles. Le charbon, source d'énergie dont l'intérêt reposait jusqu'alors sur de faibles coûts de combustible compensant des coûts d'investissement élevés, ne peut désormais plus rivaliser avec le gaz, dont les coûts d'investissement sont plus faibles et les coûts de combustible ont considérablement baissé. Les anciennes centrales au charbon, peu efficaces, qui assuraient la charge de base, ont été fermées et des centrales au gaz à cycle combiné assurent désormais la fourniture de cette charge de base. Comme les émissions de dioxyde de carbone liées à la combustion de gaz sont largement inférieures à celles liées au charbon pour une production d'électricité équivalente, l'avènement du gaz de schiste a été accueilli comme une contribution positive au ralentissement des émissions de gaz à effet de serre aux États-Unis.

La production de gaz de schiste¹

La différence physique entre le gaz de schiste et le gaz conventionnel réside dans l'emplacement de la ressource dans les formations rocheuses. « Les réservoirs de gaz conventionnel sont créés par la migration du gaz naturel depuis une formation source riche en matières organiques vers une roche-réservoir perméable, où il est piégé par une couche sus-jacente de roche imperméable. En revanche, les ressources de gaz de schiste se forment à l'intérieur d'une roche schisteuse riche en matières organiques. La faible perméabilité du schiste contribue considérablement à réduire la migration du gaz vers des roches-réservoirs plus perméables. »² Cette faible perméabilité, associée à la tendance du schiste à se déplacer par couches horizontales, explique pourquoi les techniques de forage traditionnelles avec un puits vertical ne parviennent pas à assurer une exploitation commercialement viable du gaz de schiste. Pour surmonter cette difficulté, des techniques de fracturation hydraulique (« fracking ») et de forage horizontal ont été mises au point.

La fracturation hydraulique pompe un fluide à haute pression dans le puits afin de créer des fractures dans la roche. Pour les maintenir ouvertes, de petites particules (généralement de sable) sont ajoutées au fluide en tant qu'agents de soutènement. Ceci permet alors au gaz de s'échapper à l'intérieur du puits. Le fluide de fracturation est constitué en majeure partie d'eau et d'agent de soutènement, mais une petite fraction (jusqu'à 1 %) se compose d'additifs chimiques qui optimisent le processus. Une partie seulement du fluide fait retour lorsque le gaz s'élève à la surface le long de la section verticale du puits. Le forage horizontal, qui s'effectue depuis la section verticale du puits, permet une zone de contact bien plus large entre la roche-réservoir et le puits de forage.

¹ L'Agence internationale de l'énergie propose un relevé détaillé de la production de gaz de schiste (2012).

² Agence américaine pour l'information sur l'énergie (2012).

Problèmes environnementaux liés à la production de gaz de schiste

De la production de gaz de schiste, découlent un certain nombre de risques environnementaux, qui constitue une préoccupation permanente pour les communautés implantées à proximité des sites de forage et les groupes de défense de l'environnement. Quatre problèmes clés en particulier doivent être pris en compte par les États dans le cadre du processus de prise de décision et de réglementation dans ce secteur.

I. La fracturation nécessite de grandes quantités d'eau

Chaque puits requiert une grande quantité d'eau (plusieurs milliers de mètres cubes), qui doit être soit ponctionnée sur les ressources en eau locales soit acheminées par camion. Dans les régions soumises à des pénuries locales en eau, ceci peut être un obstacle majeur à la production de gaz de schiste. Une partie de l'eau est récupérée du puits et peut, une fois traitée, être réutilisée pour d'autres fracturations. Les États peuvent exiger un certain niveau de recyclage.

II. Pollution de l'eau

Les produits chimiques ajoutés au liquide de fracturation peuvent s'écouler et polluer les approvisionnements en eau. Ceci peut se produire en surface, où un confinement plus efficace peut être prescrit ; ou en sous-sol, par infiltration dans les nappes phréatiques, où des tubages de puits très performants peuvent être requis pour prévenir les fuites. Il existe un faible risque que le liquide provenant de la fracturation elle-même, réalisée dans des couches très profondes, s'écoule dans les nappes phréatiques peu profondes, utilisées pour l'approvisionnement en eau. La profondeur du forage peut être réglementée afin de garantir cette séparation.

III. Événements sismiques

Un très petit nombre d'événements sismiques de faible magnitude se sont produits à proximité de zones soumises à de la fracturation. Des analyses et études complémentaires n'ont pas permis de confirmer de lien de cause à effet entre les deux événements. Il est néanmoins possible pour les États de réglementer les pratiques de fracturation afin de veiller à ce qu'elles ne soient pas pratiquées à proximité de lignes de faille géologiques.

IV. Évacuation et torchage du gaz

Le gaz qui n'est récupéré durant la phase de construction du puits, est soit torché soit, dans les cas extrêmes, évacué. Le potentiel de réchauffement planétaire lié à l'évacuation du gaz est tellement élevé qu'autoriser l'évacuation d'une portion importante du gaz produit entraînerait une élévation des émissions sur le cycle de vie complet comparables à celles du charbon, remettant en question les arguments selon lesquels une production gazière supplémentaire pourrait permettre de freiner le réchauffement climatique. Les États peuvent contribuer à réduire ce risque en réglementant l'évacuation et le torchage du gaz sortant des puits.

Il serait illusoire de nier l'existence des problèmes créés par l'impact de la production de gaz de schiste sur l'environnement, notamment sur la demande en eau dans les régions où l'approvisionnement est soumis à des contraintes. Les États peuvent toutefois intervenir de différentes manières, notamment de manière contractuelle, ou en réglementant et surveillant, afin de substantiellement réduire les risques environnementaux.

Le gaz de schiste en Afrique

En 2011, l'Agence américaine pour l'information sur l'énergie (EIA) a publié une étude d'évaluation des gisements mondiaux techniquement exploitables de gaz de schiste³. Les gisements techniquement exploitables sont ceux dont l'on peut prédire avec un degré de certitude élevé que l'extraction est possible avec la technologie existante et dans le contexte économique actuel⁴. Cette vaste étude d'évaluation a nécessité un grand nombre de données géologiques, disponibles pour 32 pays. Le Moyen-Orient et la Russie ont été exclus de cette recherche, en raison du fait que les gisements en gaz conventionnel de ces régions sont tellement élevés que la production de gaz de schiste n'est supposément pas envisagée dans l'immédiat. La plupart des pays africains n'y figurent pas en raison de l'insuffisance des données publiques, mais des estimations ont pu être faites pour six pays et pour le territoire du Sahara occidental.

L'étude de l'EIA a estimé que les gisements mondiaux techniquement exploitables de gaz de schiste représentaient près de 50 % des gisements techniquement exploitables de gaz conventionnel, signe des changements substantiels induits par l'avancée technologique sur la production gazière mondiale potentielle. Dans le cas de l'Afrique, les gisements techniquement exploitables de gaz de schiste des pays pour lesquels les estimations ont pu être menées sont pratiquement comparables à ceux de gaz conventionnel du continent.

A l'échelle nationale, il est possible de comparer les gisements techniquement exploitables de gaz de schiste d'un pays avec les gisements avérés de gaz conventionnel et les niveaux actuels de production gazière. Le Tableau 1 montre l'importance potentielle du gaz de schiste pour ces pays. Si les estimations sont confirmées par l'exploration et le forage, ces gisements pourraient avoir des effets bénéfiques sur l'économie locale.

Tableau 1: Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, gisements avérés de gaz conventionnel et production gazière actuelle en milliers de milliards de pieds cubes

Pays	Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste ¹	Gisements avérés de gaz conventionnel ²	Production gazière en 2010 ²
Algérie	230	158	2,957
Libye	290	52	0,586
Tunisie	18	2,26	0,071
Maroc	11	0,035	0,004
Mauritanie	0,4	0,989	0,000
Sahara occidental	7	-	-
Afrique du Sud	485	0.000	0,035

Sources : 1 = EIA (2011b). 2 = Oil and Gas Journal, cité par Ernst et Young (2012).

³ EIA (2011b)

⁴ Les gisements techniquement exploitables comprennent les gisements avérés (ceux confirmés au moyen de l'exploration et du forage) et les gisements non avérés, c'est-à-dire non découverts (ceux dont la présence est supposée sur la base de données géologiques étendues). Voir Gene Whitney, Carl E. Behrens et Carol Glover (2010).

L'Algérie est un grand producteur et exportateur de gaz, mais sa consommation nationale en rapide croissance va entraîner une baisse de ses exportations. Le gaz de schiste pourrait alors jouer un rôle important dans son économie en permettant son niveau d'exportation élevé sans ralentir la croissance nationale. L'enjeu pour l'Algérie sera de déterminer si son approvisionnement en eau disponible est suffisant pour pratiquer la fracturation sans impacter les autres secteurs tels que l'agriculture. Par ailleurs, malgré la solide expérience acquise dans le développement du secteur gazier, l'Algérie ne possède pas encore l'expertise requise en matière de réglementation et de contrôle pour garantir que les pratiques de fracturation ne poseront pas de risques écologiques insoutenables.

La Libye s'est jusqu'à présent concentrée sur la production pétrolière, mais envisage d'accorder davantage d'importance à la production gazière. Cette nouvelle approche pourrait lui permettre de répondre à ses propres besoins en électricité, mais également à ceux de son industrie, ainsi que pour ses exportations. La Libye possède également de l'expérience en matière de gestion du secteur gazier, mais est confrontée à des difficultés comparables à celles de l'Algérie du point de vue environnemental, et plus particulièrement en ce qui concerne l'approvisionnement en eau.

La Tunisie et **le Maroc** disposent de très faibles réserves nationales de gaz conventionnel et la production y est limitée. Si leurs réserves en gaz de schiste étaient confirmées, leur donne énergétique en serait considérablement modifiée. Leurs importations de gaz ou d'autres combustibles diminueraient et le secteur de l'électricité serait en mesure de diversifier ses ressources de combustible. Ces pays ont une expérience très limitée de la gestion du secteur des hydrocarbures. Ces difficultés sont par ailleurs accentuées par les luttes engagées pour gérer les risques environnementaux. Une fois de plus, la capacité en approvisionnement en eau et les mesures qui pourraient être prises pour réduire son impact sur l'économie seront déterminantes.

Pour **la Mauritanie**, les réserves potentielles sont bien moins importantes que les réserves connues de gaz conventionnel, et l'intérêt d'exploiter le gaz de schiste devrait être plutôt limité.

En revanche, les réserves estimées de gaz de schiste de **l'Afrique du Sud** sont les cinquièmes plus importantes au monde de par leur superficie. Pour un pays qui n'a pratiquement pas de production gazière nationale et qui dépend presque entièrement du charbon pour sa production d'électricité, cette découverte, si elle était confirmée, changerait radicalement la donne. Bien que ces réserves couvrent apparemment une zone géographique très étendue, une très grande partie est désertique et le manque d'eau risque d'être une contrainte majeure. Pour permettre un développement à grande échelle, un plan complet de gestion de l'eau et des mesures de protection de l'environnement devront être déployés avant d'autoriser des pratiques de fracturation extensives.

D'ores et déjà, tous ces pays ont été sollicités par des sociétés internationales désireuses d'explorer les sites de développement possibles. En parallèle, des organisations de la société civile expriment leur préoccupation voire leur opposition à l'égard de la production de gaz de schiste. Certains États ont instauré un moratoire sur l'exploration, alors que d'autres l'ont autorisé (pour autant qu'elle ne requiert pas de fracturation) mais pas le développement. Ces décisions doivent être prises de manière circonstanciée et en intégrant les risques de dommages environnementaux.

La Banque africaine de développement a un rôle à jouer

Les découvertes de gaz de schiste sur le continent africain constituent un enjeu important pour la Banque africaine de développement. D'un côté, s'ils sont confirmés, ces gisements pourraient contribuer substantiellement au développement des économies locales de certains pays. En revanche, les risques environnementaux pourraient, dans certains cas, être si élevés qu'il serait préférable que l'État interdise la production de gaz de schiste. La décision de poursuivre ou non ces projets doit être prise de manière éclairée et ne pas céder à un excès d'optimisme ou de pessimisme.

Les États et la société civile n'ont appris que récemment l'existence possible de ces gisements de gaz de schiste et les problèmes liés à sa production. Une grande confusion règne donc parfois autour des avantages et des coûts associés. La BAD pourrait jouer le rôle d'« intermédiaire impartial » en veillant à ce que les États potentiellement dotés de gisements de gaz de schiste soient mieux informés et aient accès aux meilleures informations disponibles sur les risques potentiels pour l'environnement, les solutions possibles et le type de législation et de réglementation nécessaire pour minimiser les risques.

La BAD pourrait suivre une approche en deux étapes. La première consisterait à organiser un ou plusieurs ateliers régionaux pour les pays où des gisements potentiels de gaz de schiste ont été décelés. Ces ateliers rassembleraient un groupe d'experts sur la production de gaz de schiste ainsi que sur la prévention et la réglementation des risques environnementaux associés. Les experts seraient sélectionnés de manière à obtenir un point de vue équilibré de la situation, plutôt qu'une opinion favorable ou hostile à l'égard de ces pratiques. Les pouvoirs publics des pays concernés seraient invités à envoyer leurs représentants et à soumettre à l'avance les sujets dont ils souhaiteraient débattre. Une grande partie des ateliers pourrait être consacrée à des séances de questions et réponses en vue d'optimiser le transfert du savoir. La BAD se montrerait également prête à travailler avec les États afin de déterminer s'ils peuvent s'engager dans la production de gaz de schiste et, pour ceux qui s'y sont déjà engagés, voir comment elle pourrait les assister.

La seconde étape dépendrait de la réaction des gouvernements. Ceux qui ont émis le souhait de s'engager dans l'exploitation du gaz de schiste auront peut-être besoin d'une assistance technique pour former leur personnel aux spécificités de la fracturation et des réglementations environnementales associées. Par ailleurs, leurs représentants pourraient également requérir une assistance pour l'élaboration de la réglementation et l'établissement des procédures de contrôle. Quant aux États n'ayant pas d'expérience dans la production de gaz conventionnel (ou de pétrole), il leur faudra relever un certain de défis techniques liés à la gestion de cette activité et auxquels ils n'ont pas encore été confrontés. Dans tous les cas, la BAD pourrait mettre à profit son expérience récente acquise auprès de plusieurs pays producteurs d'hydrocarbures et offrir des prêts d'assistance technique. Dans certains cas, elle pourrait aussi intervenir dans le financement des infrastructures nécessaires à l'exploitation du gaz.

Certains pays peuvent être en possession de données géologiques non publiées ; dans l'éventualité qu'elles présentent le niveau de qualité requis, la BAD pourrait proposer son assistance technique dans le recrutement de consultants spécialistes auxquels serait confiée la tâche d'estimer la présence possible de gisements de gaz de schiste. La possibilité d'identifier de tels gisements peut inciter le secteur privé à en entreprendre l'exploration et éventuellement l'exploitation.

INTRODUCTION

Le gaz de schiste, en tant que nouvelle source d'énergie, a provoqué une véritable révolution dans la prévision et la planification des marchés énergétiques. La découverte et l'extraction de grandes quantités de gaz des formations schisteuses aux États-Unis ont déjà bouleversé les marchés américain et mondial de l'énergie. Les perspectives qu'offrent la poursuite de cette exploitation aux États-Unis et dans de nombreux pays remettent en question la place du gaz naturel dans notre paysage énergétique mondial⁵. Parallèlement, un vaste débat s'est engagé concernant l'évaluation coûts-bénéfices du point de vue de l'environnement concernant l'exploitation du gaz de schiste, dans le sillage duquel un certain nombre de pays ont décidé d'instaurer un moratoire sur le forage dans le schiste⁶. L'impact sur l'environnement comprend les coûts locaux liés au processus de forage, les bénéfices à l'échelle mondiale d'un remplacement possible du charbon par le gaz dans les centrales électriques, ainsi que le coût à l'échelle mondiale découlant de fuites potentielles ou de l'évacuation de gaz pendant le forage.

Les pays africains pourraient être affectés de différentes manières par cette révolution. Certains pourraient découvrir des gisements de gaz de schiste commercialement exploitables, permettant d'accroître l'offre nationale énergétique, voire les exportations. Parallèlement, les producteurs de gaz existants ne disposant pas de gisements de gaz de schiste seront confrontés à une concurrence internationale croissante pour l'exportation de gaz naturel.

Ce rapport est destiné à faciliter l'amorce d'un dialogue dans le contexte africain des effets possibles d'une révolution liée au gaz de schiste. Il cherche à répondre à sept questions posées par la Banque africaine de développement concernant les répercussions possibles sur les pays africains de l'exploitation du gaz de schiste sur le continent et dans d'autres régions. La deuxième partie du rapport aborde ces sept questions. La première partie présente quatre aspects fondamentaux du gaz de schiste, et fournit les repères nécessaires à la compréhension des réponses à ces questions. Ces aspects sont les suivants :

- I.** La révolution du gaz de schiste aux États-Unis
- II.** La production de gaz de schiste
- III.** Les problèmes environnementaux liés à la production et à l'utilisation du gaz de schiste
- IV.** Les facteurs ayant favorisé la révolution du gaz de schiste aux États-Unis et leur transférabilité à d'autres régions potentiellement riches en gaz de schiste

⁵ Voir par exemple, Der Spiegel (1^{er} février 2013).

⁶ L'AIE (2012) et Rao (2012) propose une évaluation détaillée de la production et de l'utilisation du gaz de schiste.

PARTIE I : PRÉSENTATION DE L'INDUSTRIE DU GAZ DE SCHISTE

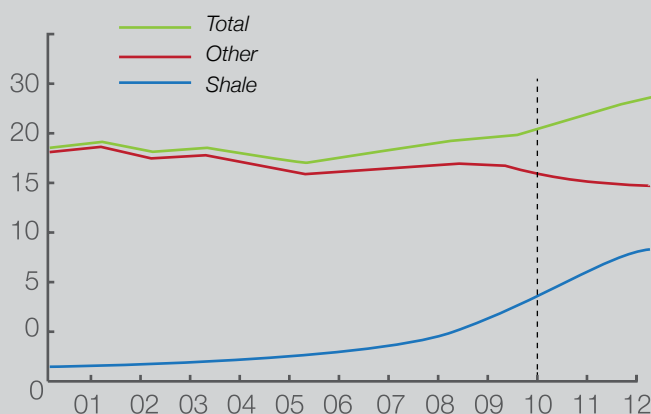
La révolution du gaz de schiste aux États-Unis

Si les États-Unis sont à ce jour le seul producteur de gaz de schiste commercial au monde, la croissance de la production est si rapide que la dite révolution du gaz de schiste prend aujourd'hui une dimension planétaire. L'expérience américaine offre un certain nombre d'enseignements importants pour d'autres pays qui envisagent de mettre en place un programme d'exploration et de production du gaz de schiste.

La croissance exceptionnelle de la production de gaz de schiste comparée aux sources conventionnelles de gaz aux États-Unis

Depuis 2005, les technologies commerciales mises au point pour produire du gaz naturel à partir de dépôts de gaz de schiste aux États-Unis ont transformé l'industrie du gaz naturel. L'ampleur de l'augmentation de la production et la rapidité de la transformation sont véritablement révolutionnaires. En particulier depuis les deux dernières années, il est clair désormais que les prévisions et les scénarios qui ne prennent pas en compte la présence et le potentiel du gaz de schiste sont de nature à induire gravement en erreur. Le gaz de schiste a été produit commercialement pour la première fois en 1998. En 2005, la production atteignait 750 milliards de pieds cubes (bpc) par an, soit 4 % de la production totale de gaz naturel aux États-Unis ; en 2010, elle était de 5 milliards de pieds cubes/an, représentant un quart de la production totale de gaz du pays. Les estimations fournies (EIA 2012a) pour 2011 et 2012 indiquent un maintien de ce taux de croissance très rapide, prévoyant près de 8 milliards de pieds cubes/an pour 2012, soit un tiers de la production totale de gaz (Figure 1). Par comparaison, la production totale de gaz naturel aux États-Unis en 2010 était de 21 milliards de pieds cubes, alors que la production mondiale totale était de 113 milliards (EIA 2011a).

Figure 1: Production de gaz de schiste et d'autres gaz aux États-Unis entre 2000 et 2012 en milliards de pieds cubes/an



Source: EIA 2012a

Production de gaz de schiste et évolution de la balance commerciale aux États-Unis

Cette augmentation considérable de la production de gaz de schiste compense largement la baisse de la production d'autres sources de gaz, et a entraîné une hausse des exportations des États-Unis et une diminution de ses importations. Jusqu'en 2007, les importations nettes de gaz des États-Unis ont progressé régulièrement pour atteindre 3,8 milliards de pieds cubes, sont tombées à 2,6 milliards en 2010, et sont estimées à seulement 1,6 milliard en 2012. Cette évolution a eu des effets notables sur le marché mondial du gaz. Les décisions d'investissements prises plus tôt au cours des dix dernières années concernant la fourniture de gaz naturel liquéfié (GNL) au marché d'importation américain dont on prévoyait l'expansion se sont révélées largement trop optimistes, et l'offre de GNL s'est alors retournée vers le marché mondial, accentuant la concurrence entre les exportateurs. Les importations américaines de GNL ont culminé en 2007 à 771 milliards de pieds cubes, puis ont dégringolé de plus de moitié, pour atteindre 349 milliards en 2011. Trinidad a connu la plus forte chute de ses exportations vers les États-Unis. Le Nigeria et l'Égypte ont également subi de fortes baisses (EIA 2012).

Répercussions de l'augmentation de la production de gaz de schiste sur les prix au comptant du gaz naturel

Aux États-Unis, l'augmentation inattendue de la production de gaz naturel a entraîné une forte variation du prix du gaz au comptant (Figure 2). Cela a été rendu possible par le raccordement facile de l'infrastructure de gazoducs aux nouveaux réseaux d'approvisionnements du gaz de schiste, l'autorisation de l'accès par les tiers qui ont permis un accès immédiat au marché et le fonctionnement du marché au comptant, et ainsi une adaptation rapide de l'offre. Une hausse rapide des prix au comptant avait accompagné le déclin de la production gazière nationale jusqu'en 2007. Cette hausse a encouragé à son tour la production de gaz de schiste qui s'en est suivi. À la suite de cette augmentation rapide de la production, les prix ont chuté brutalement, atteignant leur niveau le plus bas de la décennie en 2012⁷.

Figure 2: Prix moyen annuel au comptant du gaz naturel par millier de pieds cubes et nombre de plates-formes de gaz naturel en activité aux États-Unis, d'après Henry Hub



⁷ Henry Hub estime le prix au comptant en 2012 à 2,77 USD/million de pieds cubes ou 2,71 USD/MMBtu (facteur de conversion américain de 1 million de pieds cubes = 1,023 MMBtu).

Relation entre les prix au comptant du gaz naturel et l'exploration aux États-Unis

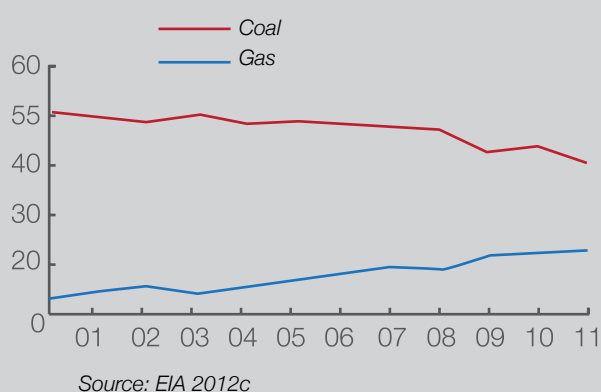
Le déclin des prix au comptant du gaz a eu des répercussions sur le taux d'exploration. Au départ, la chute de l'offre de gaz conventionnel ayant entraîné un renchérissement du gaz s'est accompagnée d'une explosion du nombre de plates-formes de forage gazier en activité, le pic ayant été atteint en 2008 avec deux fois plus de plates-formes qu'au début de la décennie. Lorsque les prix au comptant ont de nouveau baissé, le nombre de plates-formes de forage en activité a également décliné, et en 2011 il ne représentait plus que de 60 % du pic de 2008 (Figure 2).

Les données collectées pour les neuf premiers mois de 2012 indiquent une chute importante à un niveau inférieur à celui de l'année 2000. Cette relation entre les cours et l'exploration va déterminer la vitesse à laquelle la production américaine de gaz de schiste continue d'augmenter. Une des caractéristiques de la situation américaine est le fait que le gaz de certains sites schisteux est également combiné à des liquides gazeux naturels, dont le prix est lié à celui du pétrole. Ces sites de « gaz humides » sont plus lucratifs que les sites de « gaz secs » équivalents, et ont conservé leur attrait même lorsque les prix du gaz étaient très bas à la fin de la décennie. D'après l'AIE (2012), le seuil de rentabilité du gaz de schiste sec américain se situait entre 5 et 7 USD/MMBtu, alors que celui du gaz de schiste humide serait de l'ordre de 3 USD/MMBtu.

Répercussion sur les marchés de l'énergie aux États-Unis au cours de la dernière décennie

L'augmentation importante de l'offre de gaz associée à la très forte chute des prix au comptant du gaz aux États-Unis a eu de grandes répercussions sur le choix des combustibles pour la production d'électricité et le chauffage. L'impact le plus marquant a été constaté dans la place du charbon dans le bouquet énergétique. Au cours de la dernière décennie, la part du charbon dans le nombre net de kilowattheures générés est passée de 52 % à 42 %, alors que la part du gaz est passée de 16 % à 25 % (Figure 3). Les énergies renouvelables, à l'exclusion de la production hydroélectrique, ont accru leur part de 1,4 % à 4,2 %, tandis que le pétrole et le nucléaire ont légèrement baissé.

Figure 3: Parts du gaz et du charbon en pourcentage de la production d'électricité nette américaine (kWh)



Relation avec les marchés mondiaux du gaz

La baisse du prix mondial des méthanières ne s'est pas encore produite. Si l'on observe un lien direct entre l'augmentation de la production de gaz de schiste aux États-Unis et les marchés mondiaux du gaz, la chute attendue des prix mondiaux des méthanières, véhicule du commerce du gaz, n'a pas eu lieu. Comme la majeure partie de ce commerce dépend de contrats pétroliers à long terme, son prix n'est pas affecté par la faiblesse des cours aux États-Unis ou par l'accroissement de l'offre mondiale de gaz. Par ailleurs, suite à la catastrophe de Fukushima, le Japon a décidé de fermer pratiquement toutes ses centrales nucléaires, entraînant une hausse de la demande en gaz importé. Cela s'est traduit par une flambée des prix sur les jeunes marchés au comptant du gaz naturel liquéfié en Asie au début de 2012. Comme la croissance économique mondiale reste faible et que le Japon peut désormais recourir à d'autres sources de production (notamment des centrales à charbon), les prix commencent à baisser.

La production de gaz de schiste

Les techniques de production de gaz de schiste ont un certain nombre de caractéristiques qui ont une incidence sur la disponibilité, la souhaitabilité et l'environnement. Même si jusqu'à présent, la production commerciale reste limitée aux États-Unis, le pays a accumulé une vaste expérience dans ce domaine⁸.

Emplacement des gisements de gaz de schiste

La principale différence du point de vue physique entre le gaz de schiste et le gaz conventionnel réside dans l'emplacement de la ressource dans les formations rocheuses. « Les réservoirs de gaz conventionnel sont créés par la migration du gaz naturel depuis une formation source riche en matières organiques vers une roche-réservoir perméable, où il est piégé par une couche sus-jacente de roche imperméable. En revanche, les ressources de gaz de schiste se forment à l'intérieur d'une roche schisteuse riche en matières organiques. La faible perméabilité du schiste contribue fortement à réduire la migration du gaz vers des roches-réservoirs plus perméables. » (EIA 2012a). C'est pourquoi la première étape de l'exploration consiste à localiser les formations schisteuses. Il est nécessaire toutefois de quantifier un certain nombre d'autres facteurs avant même de procéder aux estimations préliminaires de la présence de gaz et des ressources exploitables⁹. Il s'agit notamment d'évaluer la profondeur à laquelle le schiste a été détecté, à l'épaisseur du gisement, à la pression du réservoir, au contenu organique total, à la maturité thermique et à la teneur en argile. Sur la base de ces informations, les sociétés peuvent décider si le forage en vaut la peine. Les gisements de gaz de schiste n'étant pas liés à l'emplacement du gaz conventionnel associé ou non associé, la présence de gisements de gaz conventionnel n'est pas en soi un indicateur de présence possible de gisements de gaz de schiste. Des réserves de gaz de schistes ont été identifiées en mer, mais jusqu'à présent les coûts extrêmement élevés liés à l'extraction n'ont pas permis d'envisager leur exploitation.

⁸ Plusieurs pays, en dehors des États-Unis, ont émis des licences pour l'exploration du gaz de schiste, mais, à ce jour, celles-ci n'ont pas encore permis de démarrer une production commerciale.

⁹ L'EIA (2011b) a publié une étude d'Advanced Resources International (ARI) présentant ces étapes en détail.

L'emplacement des ressources de gaz de schiste a plusieurs conséquences importantes pour la production. Tout d'abord, il arrive que l'emplacement général des formations schisteuses, qui se trouvent dans les bassins sédimentaires, soit déjà connu d'études géologiques plus générales, de sorte qu'une exploration uniquement destinée à déterminer la présence de schiste peut s'avérer inutile. L'incertitude réside en revanche dans le volume de gaz présent et son exploitabilité. En second lieu, cette faible perméabilité, associée à la tendance du schiste à se déplacer par couches horizontales, explique pourquoi les techniques de forage traditionnelles ne parviennent pas à assurer une exploitation commercialement viable du gaz de schiste. Deux avancées technologiques, la fracturation hydraulique et le forage horizontal, ont permis de surmonter ces difficultés.

Fracturation hydraulique et forage horizontal

La fracturation hydraulique (« fracking ») pompe un fluide à haute pression dans le puits afin de créer des fractures dans la roche. Une fois la pression libérée, de petites particules (généralement du sable) sont ajoutées au fluide en tant qu'agents de soutènement, pour les maintenir ouvertes. Ceci permet au gaz de s'échapper à l'intérieur du puits. Le fluide de fracturation est constitué en majeure partie d'eau et d'agent de soutènement, mais une petite fraction (jusqu'à 1 %) se compose d'additifs chimiques. Ces derniers contribuent à maintenir les agents de soutènement en suspension dans le fluide lui-même, à réduire la friction, à combattre la rouille dans les tuyaux et à éliminer les micro-organismes. Une partie seulement du fluide fait retour lorsque le gaz s'élève à la surface.

Le forage horizontal a été conçu pour offrir une zone de contact plus élevée entre la roche-réservoir et le puits de forage. Souvent, un ensemble de fractures est créé à intervalles le long du puits de forage horizontal (fracturation à plusieurs stades). Le volume total d'eau utilisée pour la fracturation pour un seul puits peut varier entre quelques milliers et 20 000 mètres cubiques, et le volume d'agent de soutènement entre 1000 et 4000 tonnes (AIE 2012). La nécessité de disposer d'un grand nombre de puits pour fournir les volumes requis de gaz entraîne une densité de puits élevée par unité de surface, et l'on recourt au forage de plusieurs puits sur un site unique, ou plate-forme, en vue de réduire le nombre d'interruptions occasionnées par la fracturation.

Profil de production des puits

Les puits de gaz de schiste ont généralement une vie productive bien plus courte que les puits de gaz conventionnel, dont la production peut durer jusqu'à 30 ans. La production de gaz de schiste sur un puits donné démarre rapidement, mais peut ensuite décliner entre 50 % et 75 % au cours de la première année (AIE 2009). La majeure partie du gaz récupérable est extraite en quelques années. Ces fortes variations de la production sont plus difficiles à gérer sur le plan commercial que pour le gaz conventionnel, car les fournisseurs risquent davantage d'enregistrer des écarts par rapport aux niveaux de ventes espérés.

Estimations globales concernant le gaz de schiste en place et les gisements exploitables

La première étude à fournir une estimation globale des ressources en gaz de schiste a été réalisée en 1997 par Rogner. Elle était cependant antérieure à toute exploitation commerciale sérieuse. L'étude de l'EIA (2011b) réalisée par Advanced Resources International (ARI) a pu s'appuyer sur une expérience de production de plus de 10 ans aux États-Unis. ARI a passé en revue les données publiées sur 48 bassins de schiste dans 32 autres pays, contenant près de 70 formations de gaz de schiste. L'étude excluait la Russie et le Moyen-Orient dans la mesure où leurs réserves conventionnelles considérables, moins chères à exploiter, rendent peu probable l'exploitation des gisements de gaz de schiste. En ce qui concerne l'Asie du Sud-Est et l'Afrique subsaharienne (à l'exception de l'Afrique du Sud), le manque de données géologiques publiées appropriées interdisait toute évaluation.

La méthodologie d'ARI a consisté à évaluer d'abord les ressources totales de gaz en place pour une zone d'exploitation potentielle à l'intérieur du bassin. Le gaz techniquement exploitable a été évalué à partir du gaz en place en fonction d'un facteur de récupération du gaz de schiste, basé sur un certain nombre de données géologiques et des formules d'ingénierie de réservoir. Les facteurs de récupération étaient, pour l'essentiel, compris entre 20 % et 30 %. L'exploration du gaz de schiste étant rare en dehors des États-Unis, les réserves mondiales exploitables demeurent largement non prouvées. Selon que les explorations confirmeront ou contrediront ces estimations, le rapport entre les réserves de gaz de schiste prouvées et non prouvées changera¹⁰.

Sur la base de ces calculs, l'EIA a évalué la quantité totale de gaz de schiste en place pour les pays concernés à 22 016 milliers de milliards de pieds cubes (623 milliers de milliards de mètres cubes), tandis que les gisements techniquement exploitables étaient estimés à 5 760 milliers de milliards de pieds cubes (163 milliers de milliards de mètres cubes)¹¹. En incluant l'évaluation d'ARI pour les États-Unis, la quantité de gaz de schiste en place était de 25 300 milliers de milliards de pieds cubes (716 milliers de milliards de mètres cubes) et les gisements exploitables étaient estimés à 6 580 milliers de milliards de pieds cubes (186 milliers de milliards de mètres cubes). En excluant les mêmes pays que dans l'étude d'ARI, Rogner avait estimé la quantité totale de gaz de schiste en place à 13 897 milliers de milliards de pieds cubes (393 milliers de milliards de mètres cubes).

¹⁰ L'évaluation du gaz en place s'est déroulée en plusieurs étapes :

- I. Examen préliminaire du bassin et sélection des formations de gaz de schiste à évaluer.
- II. Détermination de la zone des formations de gaz de schiste dans le bassin et évaluation leur épaisseur totale, ainsi que d'autres paramètres.
- III. Détermination de la « zone d'exploitation potentielle » dont le développement est considéré comme souhaitable en fonction d'un certain nombre de critères et de l'application d'un avis d'expert.
- IV. Évaluation du gaz en place constitué de « gaz libre » (piégé dans les espaces poreux du schiste) et de « gaz adsorbé » (adhérant à la surface du schiste).
- V. Mise au point et application d'un « facteur de réussite » constitué de deux parties. La première partie était un « facteur de succès «play» », qui prenait en compte les résultats de l'activité actuelle d'extraction des gaz de schiste comme indicateur de ce qui est connu ou inconnu sur la formation de schistes. La seconde partie était un « facteur de succès de zone d'exploitation potentielle », qui prenait en compte un ensemble de facteurs (par exemple, la complexité géologique, le manque d'accès) susceptibles de limiter le développement à certaines portions de la zone d'exploitation potentielle.

¹¹ 1 pied cube = 0,0283 mètre cube.

L'AIE (2012) a fourni des estimations pour les réserves mondiales de gaz conventionnel et non conventionnel exploitables, sur la base des données d'ARI, en incluant les pays exclus par ARI, mais en effectuant un certain nombre d'ajustements importants. Les estimations concernant l'Inde, la Pologne, la Chine et les États-Unis, en particulier, ont été revues à la baisse à la lumière d'études géologiques ultérieures. Outre le gaz de schiste, l'AIE a évalué les réserves de méthane libéré par les couches de charbon (gaz naturel présent dans les veines de charbon) et de gaz compact (gaz présent dans les formations à faible perméabilité en dehors des schistes). Les estimations de l'AIE pour la fin de l'année 2011 sont indiquées dans le Tableau 2 (les réserves de gaz de schiste exploitables équivalent à peu près à la moitié des réserves de gaz conventionnel exploitables restantes. Ces chiffres montrent clairement l'importance des réserves de gaz de schiste et le rôle important qu'elles pourraient jouer à l'avenir sur les marchés énergétiques mondiaux. Ces gisements techniquement exploitables sont évalués en tenant compte de l'état actuel des connaissances techniques et des coûts de l'extraction. Si l'un ou l'autre de ces facteurs devait changer de manière significative, les estimations réserves évolueraient en conséquence.

Tableau 2: Gisements de gaz naturel techniquement exploitables restants par type et par région (milliers de milliards de pieds cubes)

Région	Gaz conventionnel	Gaz de schiste	Gaz compact et méthane libéré par les couches de charbon	Total
Europe de l'Est/Eurasie	131	12	30	173
Moyen-Orient	125	4	8	137
Asie/Pacifique	35	57	36	128
Amériques OCDE	45	56	21	122
Afrique	37	30	7	74
Amérique latine	23	33	15	71
Europe OCDE	24	16	5	45
Monde	421	208	123	752

Source : AIE 2012.

En Afrique, des estimations des réserves de gaz de schiste ont pu être réalisées pour l'Algérie, la Libye, la Tunisie, le Maroc, la Mauritanie et l'Afrique du Sud, ainsi que pour le territoire du Sahara occidental. Des détails sont fournis dans la seconde partie de ce rapport.

Problèmes environnementaux liés à la production et à l'utilisation du gaz de schiste

La production et à l'utilisation du gaz de schiste a un certain nombre d'impacts sur l'environnement : besoin de grandes quantités d'eau pour la fracturation, risque de contamination de l'eau par les liquides de fracturation et les matières amenées à la surface par le retour des fluides, évacuation et torchage du gaz, et possibilité de provoquer des chocs sismiques. Depuis le début de sa brève histoire commerciale, ces facteurs font l'objet de nombreuses études et sont fortement controversés. Les pouvoirs publics de certains pays tels que la France, la Grande-Bretagne et l'Afrique du Sud, au vu du débat faisant rage aux États-Unis, ont instauré un moratoire sur les explorations et les forages d'exploitation du gaz de schiste, préférant attendre de disposer de plus d'éléments de preuve à l'échelle internationale et au niveau local¹². Des études d'impact environnemental et les réglementations associées sont présentés dans AIE (2012) et dans l'étude réalisée par Petroleum Technology Alliance Canada et Science et Community Environmental Knowledge (2012).

Grandes quantités d'eau requises pour la fracturation

Comme nous l'avons indiqué plus haut, chaque puits peut nécessiter plusieurs milliers de mètres cubes de liquide de fracturation. L'eau peut provenir de sources de surface locales ou de forages, ou être transportée par camions à partir de sites éloignés. Bien qu'une partie de l'eau utilisée puisse être recyclée lorsque le liquide de fracturation reflue, les volumes nets prélevés restent importants. Dans les zones où les ressources en eau sont limitées, la perte de valeur (par exemple, de la production agricole) due au détournement de l'eau augmente le coût total de l'opération de fracturation pour l'économie et le forage peut alors provoquer un conflit avec les communautés qui dépendent des mêmes de l'approvisionnement en eau. Une partie de l'eau employée pour la fracturation remontant à la surface (reflux) contient des produits chimiques utilisés dans le liquide de fracturation, ainsi que des métaux et des minéraux provenant de la roche réservoir. Ces eaux usées nécessitent un stockage sécurisé, puis un traitement. Une partie peut être recyclée et réutilisée comme liquide de fracturation, ou peut être réinjectée dans des couches rocheuses profondes, mais une autre partie devra probablement être soumise à un traitement industriel pour pouvoir être réutilisée en toute sécurité à d'autres fins (irrigation, etc.).

Pollution potentielle de l'eau

Le risque de pollution des ressources hydriques (en surface ou en sous-sol) par les opérations de fracturation est très controversé. Cette pollution pourrait être liée à des déversements accidentels ou au rejet des eaux usées non traitées, à des fuites dans les nappes phréatiques à travers le cuvelage des puits, ou à des fuites des liquides de fracturation issus des zones d'hydrocarbures profondes dans des nappes moins profondes à travers la roche qui les sépare. En adoptant de bonnes pratiques dans la conception et le fonctionnement des dispositifs de confinement des eaux et en veillant à ce que les joints en ciment sur les puits soient correctement réalisés et inspectés dans la durée, il est possible de réduire les risques concernant les deux premiers phénomènes. Le troisième phénomène, quant à lui, a peu de chance de survenir, la zone de production étant normalement beaucoup plus profonde (1000 mètres ou plus) que les sources d'eau potable (200 à 300 mètres au plus). La réglementation et la surveillance du traitement et du rejet des eaux usées contribuent de manière importante à la réduction des risques de pollution de l'eau.

¹² Les États sud-africain et britannique ont fini par lever leur moratoire au vu des avantages potentiels qu'ils pourraient tirer de la reprise de l'exploration et de la production. En France, l'interdiction a été promulguée en juillet 2011 et le gouvernement actuel a confirmé en septembre 2012 qu'elle resterait en vigueur.

Évacuation et torchage du gaz lors de l'exploitation des puits

Comme pour toute production de gaz, il est possible que du gaz soit brûlé à la torche ou rejeté à l'air libre, contribuant ainsi à l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre. Le gaz de schiste tend à émettre davantage de gaz à effet de serre (GES) par unité que le gaz conventionnel, et ce pour deux raisons (AIE 2011) :

- I. Il faut davantage de puits et de fracturation par mètre cube de gaz produit. L'énergie requise entraîne des émissions de CO₂ plus élevées et un rendement plus faible que pour le gaz conventionnel.
- II. L'évacuation et le torchage ont lieu pendant la phase de construction des puits, à moins que l'on ait pris soin de récupérer et de commercialiser le gaz pendant cette phase. Dans la mesure où la phase de construction représente une plus grande proportion du gaz exploité, les fuites auront tendance à être plus importantes que pour les puits de gaz conventionnel, par unité de gaz récupéré.

Le risque d'émissions de grandes quantités de méthane impacte gravement les émissions de gaz à effet de serre (GES), le méthane représentant un important facteur à court terme du réchauffement de la planète. La réglementation visant à contrôler l'évacuation et le torchage en collectant le gaz émis à cette étape et donc d'autant plus importante pour le gaz de schiste que pour le gaz conventionnel (Chesapeake Energy 2012).

Effets sismiques possibles dus à la fracturation

Plusieurs cas ont été relevés où l'origine de petits tremblements de terre a été attribuée à des activités de fracturation réalisées à proximité. Rao (2012) relève trois événements sismiques (survenus dans le comté de Lancashire, au Royaume-Uni, à Cleburne, au Texas, et à Greenbrier, en Arkansas) dont la cause a fait l'objet de spéculations. On a pensé en effet qu'ils pouvaient avoir été provoqués par des travaux de fracturation réalisés à proximité. Les enquêtes ont conclu que la fracturation proprement dite n'était probablement pas à l'origine de ces événements, mais que des puits d'évacuation en profondeur pourraient être en cause. Des études détaillées suggèrent que les niveaux de l'activité sismique induite sont peu élevés. Étant donné que plusieurs tremblements de terre de très petite magnitude sont recensés chaque année aux États-Unis, on considère que l'occurrence d'un ou deux événements pouvant atteindre une magnitude de 3.0 sur l'échelle de Richter à proximité d'opérations de fracturation ne permet pas d'établir clairement que la fracturation a provoqué une augmentation de l'activité sismique (Rao 2012). Cependant, il est généralement admis qu'avant le début de la fracturation, des études devraient être menées pour s'assurer qu'elle n'aura pas lieu dans une zone traversée par des lignes de faille géologique importantes. Cela pourrait être rendu obligatoire dans le cadre des réglementations environnementales qui s'appliquent à la production de gaz de schiste.

Effet de l'utilisation du gaz de schiste sur les émissions de gaz à effet de serre (GES)

L'un des faits les plus marquants de l'augmentation de la production de gaz de schiste aux États-Unis a été le remplacement du charbon en tant que combustible pour la production d'électricité. Bien que cela soit dû aux performances économiques des nouvelles centrales au gaz à cycle combiné, alimentées par un gaz moins cher, performances supérieures à celles des anciennes centrales à charbon, la réduction du CO₂ produit par la combustion a été un atout supplémentaire. D'après un certain nombre d'études, cependant, le cycle de vie complet des émissions de gaz de schiste, y compris l'évacuation et le torchage lors de la mise en exploitation des puits, ainsi que les fuites tout au long de la chaîne de production et de transport (gazoducs, etc.), produisent globalement des émissions de GES presque aussi élevées, voire plus élevées, que celles dues à l'emploi du charbon dans les centrales électriques. Ceci dit, des études plus récentes qui ont réévalué ces allégations tendent à considérer que le gaz de schiste procure un net avantage, réduisant les émissions de GES de presque la moitié. L'étude réalisée par l'AIE (2012) met en avant la nécessité de poursuivre les recherches en prenant en compte deux facteurs essentiels pour la comparaison des deux combustibles : le pourcentage des émissions de méthane dans l'ensemble du gaz produit et le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) d'une unité de masse du méthane¹³. Là aussi, une meilleure réglementation de la production et du transport du gaz peut contribuer à réduire sa contribution potentielle au réchauffement de la planète.

Facteurs ayant favorisé la révolution du gaz de schiste aux États-Unis et leur transférabilité à d'autres régions potentiellement riches en gaz de schiste

La rapidité et l'ampleur du développement de la production de gaz de schiste aux États-Unis soulève une question : cette expérience peut-elle être reproduite ailleurs ou existe-t-il des facteurs qui la rendent possible et dont l'absence en d'autres lieux conduiraient à une croissance plus modeste de la production.

Connaissance des gisements de gaz de schiste et des ressources de gaz potentielles

L'existence de formations de schistes et de réserves de gaz de schiste potentiellement importantes était bien connue aux États-Unis avant les débuts de la fracturation, grâce à des études géologiques poussées et aux forages effectués pour extraire le gaz conventionnel et d'autres ressources. C'est en effet la connaissance détaillée de l'ampleur probable des ressources en gaz de schiste qui a poussé l'État américain à subventionner les recherches consacrées à des techniques de forage et d'exploitation commercialement viables. Les entreprises étaient à peu près assurées de la présence de gaz de schiste sur les sites de forage, même si les quantités étaient incertaines. Cela facilitait la gestion des risques liés à l'utilisation des nouvelles technologies. Un certain nombre de pays disposent de données suffisantes pour encourager l'extraction du gaz de schiste, mais ce n'est pas le cas de tous. L'étude d'ARI ne couvre que 32 pays et n'inclut ni le Moyen-Orient ni la Russie, qui disposent peut-être de données pertinentes, mais où l'importance et le faible coût d'exploitation des réserves de gaz conventionnel n'incitent pas vraiment à produire du gaz de schiste.

¹³ Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) est une mesure relative de la quantité de chaleur emprisonnée dans l'atmosphère par un gaz à effet de serre. Il compare la quantité de chaleur emprisonnée dans une certaine masse du gaz en question avec la quantité de chaleur emprisonnée dans une masse similaire de dioxyde de carbone. Le PRP est calculé sur un intervalle de temps spécifique, en général 20 ou 100 ans.

L'absence de données géologiques publiques approfondies est un facteur fortement limitatif pour certains pays. Devant les nombreuses opportunités qui existent dans le monde d'acquérir des réserves de gaz dans les régions où leur présence semble probable, les entreprises peuvent être réticentes à entreprendre un travail d'étude et d'exploration beaucoup plus élaboré requis lorsque les informations sur les emplacements et les caractéristiques physiques/chimiques des formations de schistes sont absentes.

La présence de gaz conventionnel, en elle-même, n'implique pas l'existence de gaz de schiste. Les pays producteurs de gaz qui n'ont pas été entièrement cartographiés sur le plan géologique risquent donc de continuer à ne présenter que peu d'intérêt aux yeux des producteurs de gaz de schiste potentiels. L'AIE (2012), étudiant la possibilité d'un lent développement de l'exploitation du gaz non conventionnel du fait de l'incertitude pesant sur ses ressources et de l'absence de politiques de soutien, estime, en effet, que la production de gaz de schiste devrait se limiter jusqu'en 2035 aux États-Unis, au Canada, à la Chine, à l'Inde et à l'Australie.

Recherches subventionnées dans le domaine des techniques de forage et de récupération

Dès 1976, l'État fédéral américain a soutenu la recherche sur la production de gaz de schiste, menée par lui-même ou en soutenant les recherches menées par le secteur. Des crédits d'impôt à hauteur de 3 \$ par équivalent baril de pétrole ou l'équivalent en Btu, sur une durée de quatre ans, ont été accordés pour le gaz de schiste dans le cadre de l'Energy Act de 1980. En 1991, le ministère de l'Énergie (Department of Energy, DoE) a subventionné le premier puits horizontal de Mitchell Energywell, qui, en 1998, s'est appuyé sur son expérience et sa maîtrise des nouvelles technologies pour réaliser la première installation de fracturation de schiste rentable (Breakthrough Institute 2011). La maîtrise de ces technologies et des améliorations qui leur ont été apportées ultérieurement s'est généralisée et les subventions publiques ne sont désormais plus nécessaires.

Ces technologies sont facilement transférables et l'exploration ou le développement du gaz de schiste dans les autres pays pourrait probablement se passer d'une aide des États visant à fournir une impulsion de départ, dès lors qu'il existe des gisements de gaz de schiste exploitables. En effet, le secteur privé a déjà déposé des demandes d'autorisation pour mener des travaux d'exploration, voire même d'exploitation, dans les pays susceptibles de posséder des réserves importantes de gaz de schiste, et plusieurs États ont délivré des autorisations en ce sens (Der Spiegel 2013).

Rôle des petites sociétés d'exploration et de production indépendantes

Les premiers instants de la révolution du schiste ont été dominés par quelques petites sociétés indépendantes prêtes à assumer les risques liés à une nouvelle activité. Ces sociétés étaient généralement très spécialisées dans l'exploration et la production, et elles opéraient à une échelle qui leur permettait de rester très mobiles, au point de pouvoir déplacer les plates-formes vers de nouveaux sites géographiques en cas d'échec de l'exploration. L'expérience de ces premiers participants a permis d'améliorer les techniques de récupération, tandis que les organismes de réglementation tiraient parti eux aussi de ces premières expériences concernant certains risques environnementaux liés au gaz de schiste. Au fur et à mesure que les risques perçus diminuaient, des sociétés plus importantes sont entrées sur le marché américain. L'expérience acquise ici sera importante pour les activités menées ailleurs.

En dehors des États-Unis, de grandes entreprises, y compris des « supergrands » et des compagnies pétrolières nationales, participent aux recherches de gisements de gaz de schiste. Pour l'exploitation à grande échelle, le fait que ces entreprises aient accès à des ressources financières importantes sera déterminant. Il est également peu probable que d'autres pays soient en mesure d'inciter un grand nombre de petites entreprises à rechercher et produire du gaz de schiste, comme cela s'est produit aux États-Unis.

Qualité et quantité des ressources et coût de production

Aux États-Unis, la principale incertitude initiale associée aux formations de gaz de schiste a été le taux de récupérabilité. L'expérience accumulée au fil du temps a permis de mieux évaluer la récupérabilité. Plus les données géologiques disponibles étaient riches, plus les estimations étaient susceptibles d'être précises et d'orienter les recherches vers les lieux de forage appropriés.

La quantité de gaz qui peut être produite à partir d'un puits et le volume de condensats de gaz naturel associé, le cas échéant, doivent être mis en balance avec le coût du forage, ainsi que les autres coûts et revenus de la vente de gaz. La récupération totale estimée (EUR) varie considérablement d'un puits à l'autre, et tant qu'on ne dispose pas de plus de données sur une formation de schiste particulière, il est difficile d'effectuer des prévisions. La présence ou l'absence de condensats de gaz naturel (avec leur prix de vente élevé) est également un facteur d'incertitude dans l'expérience initiale d'une formation de gaz de schiste.

Les coûts des forages pour l'extraction du gaz de schiste sont plus élevés que ceux des puits terrestres comparables utilisés pour la production de gaz conventionnel, en raison des dépenses liées à la fracturation. Au Moyen-Orient, par exemple, dans les pays disposant de réserves conventionnelles suffisantes, les prix de vente au seuil de rentabilité du gaz conventionnel seront nettement inférieurs à ceux du gaz de schiste ; d'où l'hypothèse émise selon laquelle ces pays n'exploiteront pas les ressources de gaz de schiste potentielles. Dans les pays dont les réserves sont presque épuisées, le gaz conventionnel qui reste à exploiter risque de se trouver dans des régions moins accessibles et d'avoir un coût plus élevé, similaire à celui du gaz de schiste. Les coûts du gaz conventionnel offshore sont comparables à ceux du gaz de schiste terrestre, tandis que ceux du gaz de schiste offshore restent prohibitifs.

Un marché établi pour le gaz

L'existence de marchés pour le gaz naturel a été un facteur essentiel dans le développement du gaz de schiste américain. Il existait des marchés établis non seulement pour la production d'électricité et le chauffage domestique, mais également pour les usages industriels (pour la conversion en éthylène et, donc, pour de nombreux produits pharmaceutiques et produits associés) et le transport (véhicules au gaz naturel comprimé).

Dans tout pays, la production de gaz de schiste ne peut être intéressante que s'il existe un marché pour ce dernier, où il peut être concurrentiel tout en couvrant les coûts ajustés en fonction des risques. Le marché local dans les secteurs de l'énergie et de l'industrie peut être une source de demande importante. L'avènement de nouvelles sources de gaz à moindre coût peut transformer le marché domestique des combustibles. Là où ce marché est en progression, l'utilisation du gaz dépend de son coût total (capital et combustible) par rapport à celui des combustibles concurrents. Lorsque le marché ne progresse pas, le gaz est en concurrence avec les autres combustibles dont les coûts en capitaux ont déjà été déboursés. D'autres raisons peuvent cependant inciter le marché local à préférer le gaz, même si cette solution n'est pas vraiment avantageuse en termes de coûts :

- I. Sécurité énergétique. Les marchés de l'énergie, qui sont très dépendants d'une ou plusieurs sources de combustibles différentes sur lesquelles les fournisseurs détiennent un pouvoir de monopole, peuvent choisir de se diversifier pour se protéger contre les futures augmentations de prix de ces combustibles. Les pays européens ont manifesté un grand intérêt pour la diversification de l'origine de leurs approvisionnements en gaz ; la Pologne et l'Ukraine en particulier s'efforcent d'encourager la production domestique de gaz de schiste.
- II. Considérations sur le changement climatique. Lorsque les combustibles concurrents, tels le charbon, provoquent des émissions, qu'il s'agisse de gaz à effet de serre (GES) ou de matières avec des effets plus localisés comme le soufre, les réglementations en vigueur pour la réduction de ces émissions augmentent les coûts en capitaux, même dans les centrales existantes. Le gaz, qui produit moins de GES et provoque des émissions locales négligeables, bénéficie ainsi d'un avantage important par rapport aux centrales existantes, mais surtout par rapport aux nouvelles centrales. Le gaz de schiste, s'il est possible de le produire sans évacuation ou torchage à grande échelle, peut contribuer à ralentir l'augmentation des émissions de gaz à effet de serre lorsqu'il est utilisé en remplacement des autres combustibles fossiles.

Dans certains pays, le marché domestique réel ou potentiel pour le gaz est très limité et serait incapable d'absorber toutes les quantités susceptibles d'être découvertes. Même les petites quantités de gaz qui pourraient être absorbées initialement par un marché nécessitent des installations de collecte, de stockage et de transport du gaz. Or ces installations vont de pair avec des économies d'échelle importantes, de sorte que par unité, le coût total du gaz livré est supérieur sur les petits marchés. En l'absence d'une autre source de demande, le marché domestique en lui-même ne peut justifier l'exploitation de gisements de gaz de schiste (ou conventionnel).

Là où les producteurs de gaz ont accès aux marchés d'exportation, par gazoduc ou sous la forme de gaz naturel liquéfié (GNL), le volume potentiel important des ventes améliore les aspects économiques de la production de gaz. Les gazoducs ou les usines de liquéfaction permettent de réaliser des économies d'échelle importantes qui contribuent à rendre le gaz compétitif au plan international. Dans ces circonstances, l'emplacement des gisements de gaz devient déterminant. Les pays enclavés ou les pays dans lesquels les gisements de gaz sont éloignés de la côte doivent supporter les coûts élevés du transport du gaz jusqu'aux terminaux d'exportation.

Cela explique l'intérêt pour les blocs d'exploration offshore et les terminaux GNL planifiés dans les pays africains comme le Cameroun, la Guinée équatoriale, la Tanzanie, le Nigeria et le Mozambique. L'existence d'un marché d'exportation permet de réduire le coût unitaire du gaz, de sorte qu'un marché domestique, même petit, peut être approvisionné à des prix respectant le principe de la récupération des coûts.

Pour les pays qui sont éloignés des terminaux d'exportation réels ou potentiels et qui n'ont qu'un petit marché domestique, les incitations en matière d'exploration et de production de gaz de schiste seront faibles, tout comme elles le seraient pour le gaz conventionnel. Une géographie défavorable peut être un obstacle majeur au développement du gaz de schiste, du moins jusqu'à ce que le marché local devienne suffisamment vaste pour éviter la dépendance à l'égard d'un marché d'exportation.

Infrastructure en matière de gazoducs et d'installations de stockage

Les États-Unis disposent déjà d'une infrastructure de gazoducs étendue pour acheminer le gaz jusqu'aux utilisateurs. La construction de gazoducs est très coûteuse. Le fait de devoir construire uniquement les liaisons relativement petites entre les points de collecte du gaz et le réseau de gazoducs était donc un facteur important pour permettre aux petites entreprises de poursuivre leurs programmes de développement. En conséquence, il ne fallait pas de très grosses quantités de gaz de schiste pour que sa commercialisation soit rentable, et l'accès des tiers aux gazoducs et aux installations de stockage a permis de recourir à des mécanismes de distribution existants

Dans les pays qui, à l'instar des États-Unis, disposent déjà d'un réseau de gazoducs et d'installations de stockage, les livraisons supplémentaires provenant des gisements de gaz de schiste rencontreront moins d'obstacles. Même si une certaine infrastructure est indispensable pour raccorder la nouvelle production au réseau, son coût à la marge sera généralement faible par rapport au coût de création d'un nouveau réseau. Si cette dernière solution s'avérait nécessaire, il est probable que l'État doive supporter les coûts initiaux de l'infrastructure gazière, car il y a peu de chance que le secteur privé accepte de les prendre en charge tant qu'on n'aura pas découvert une source de gaz abondante ; et sans la garantie d'un réseau de gazoducs, il n'entamera pas les recherches. Lorsque les gazoducs appartiennent à l'État ou à une autre compagnie, le droit d'accès aux gazoducs et aux dispositifs de stockage, ainsi que l'existence de tarifs équitables en la matière sont déterminants. Des réglementations devront être mises en place pour encadrer l'accès par les tiers. Elles devront être claires et transparentes, et la présence d'un régulateur indépendant sera importante.

La découverte de gaz de schiste dans des zones éloignées réduit les chances d'exploitation en raison du coût élevé du transport, tandis que la découverte de gisements à proximité des centres de demande augmente la probabilité que le coût de production rende le gaz compétitif par rapport aux autres combustibles. Un moyen efficace de diminuer les coûts de transport du gaz et les risques associés consiste à construire des centrales électriques alimentées au gaz à proximité des puits, puis à transférer l'électricité vers le réseau via des lignes à haute tension.

Existence d'un marché au comptant pour la vente du gaz

La production de gaz de schiste tend à être moins prévisible que la production à partir d'un puits conventionnel. En raison des taux de diminution très élevés qui caractérisent la production, il est difficile pour un producteur de garantir la fourniture d'une certaine quantité pendant une longue période, comme cela peut être spécifié dans un contrat à long terme. Le marché au comptant du gaz est par conséquent avantageux. Il permet aux producteurs de vendre les excédents de production et d'acheter les déficits afin de livrer à un acheteur une quantité convenue. Les États-Unis possèdent des marchés au comptant et à terme bien développés, ce qui peut faciliter les accords commerciaux pour les entreprises ne disposant que d'un petit portefeuille de puits en production.

Peu d'autres pays disposent de marchés au comptant pour le gaz et ces marchés ne sont pas susceptibles d'émerger dans la plupart des pays qui découvrent du gaz de schiste. D'autres méthodes de vente seront requises et les contrats devront être adaptés au profil de production des puits de gaz de schiste, plus variable. Le développement des marchés du gaz de schiste dans le premier groupe de pays qui rejoindront les États-Unis en tant que producteurs ne manquera pas de susciter un grand intérêt et sera suivi de près.

Droits favorables à l'extraction minière

Aux États-Unis, les droits miniers, y compris sur le sous-sol, sont détenus par des personnes ou des sociétés, et non par l'État. Ces droits peuvent par conséquent être achetés à un propriétaire existant. Il était donc très simple de démarrer l'exploration dès lors qu'il fut généralement admis que la commercialisation du gaz de schiste était possible. Lorsque l'État est propriétaire des ressources, la procédure avant le démarrage d'un forage risque d'être longue, traduisant les inquiétudes de l'opinion publique qui exige un processus d'appel d'offres transparent et soumis à la concurrence, avec des mesures de protection environnementale. Dans la mesure où les autorités de réglementation américaines pour le pétrole et le gaz étaient bien établies, il n'a pas été jugé nécessaire de bloquer l'exploration du gaz de schiste jusqu'à ce qu'un nouveau code réglementaire ait pu être formulé. Néanmoins, l'expérience ultérieure et les préoccupations à propos des effets environnementaux ont abouti à des appels en faveur d'une réglementation plus forte du secteur.

Approvisionnement en eau approprié et méthodes sûres d'évacuation des eaux usées

La production du gaz de schiste, contrairement à la production du gaz conventionnel ou du pétrole, exige de grandes quantités d'eau pour la fracturation, et la partie de cette eau renvoyée à la surface contiendra des produits chimiques de fracturation et des minéraux issus du lessivage des roches.

En l'absence de source d'eau locale, le coût du transport par camion des centaines de chargements d'eau requis pour la fracturation d'un seul puits peut être prohibitif. Lorsque de l'eau est disponible localement (en surface ou souterraine), elle a normalement une valeur et même si les sociétés de forage ne la paient pas, son coût sera répercuté dans l'évaluation publique et économique du forage. Si l'eau est rare localement, soit à certaines saisons soit tout au long de l'année, les coûts économiques peuvent dépasser les bénéfices et la population locale risque de se montrer radicale hostile à la fracturation.

Les procédés de traitement des eaux usées provenant du puits, destinés à permettre leur utilisation pour l'irrigation ou à d'autres fins, se perfectionnent, mais entraînent un surcoût pour la production. Si les opérations sont mal réglementées, les eaux usées risquent non seulement d'être inutilisables en l'état, mais également de polluer d'autres sources d'eau propre.

Les sites les plus attractifs sont ceux où les ressources en eau sont suffisantes et où les réglementations sur le traitement des eaux usées sont claires et raisonnables. Ces réglementations peuvent exiger le recyclage d'au moins un certain pourcentage de l'eau pour la fracturation dans d'autres puits et la construction de zones de confinement, et inclure des spécifications sur le degré de propreté de l'eau exigé avant qu'elle puisse être libérée pour un autre usage, notamment l'irrigation.

Fiscalité raisonnable

La fiscalité applicable à la production et à la vente du gaz naturel est un élément incitatif déterminant pour intéresser le secteur privé à l'exploration et la production de gaz de schiste. En premier lieu, les entreprises doivent être convaincues de la stabilité du cadre fiscal. Le fait de traiter avec des États ayant la réputation de modifier les régimes fiscaux en leur faveur peut être considéré comme une proposition à haut risque, peu intéressante si la marge escomptée sur le gaz est trop petite. Deuxièmement, le cadre fiscal doit être raisonnable, mais pas trop généreux. Dans une période où les sociétés d'hydrocarbures du secteur privé sont à la recherche de zones d'exploration et confrontées à la concurrence accrue des entreprises publiques, il est probable que le nouveau marché du gaz se révélera attractif dans un avenir prévisible.

Lorsque du gaz de schiste est découvert dans un pays qui possède peu d'expérience en matière de contrats gaziers, la rédaction des premiers contrats de concession et d'achat est importante, et l'aide de spécialistes est indispensable pour éviter une trop grande générosité à l'égard du secteur privé.

Système réglementaire clair et exhaustif

Tous les projets concernant le gaz exigent des réglementations couvrant l'exploration, la mise en exploitation, la production et le marketing. L'expérience internationale relative à ces réglementations est très importante. Elle est résumée dans le guide de l'EITAF (2012). Sans réglementation claire et exhaustives, les nouveaux concurrents potentiels dans ce secteur ne peuvent pas savoir avec certitude à quelles restrictions ils risquent d'être confrontés ultérieurement. L'absence de réglementation est en elle-même une source de risque.

Pour le gaz de schiste, le caractère spécifique de la fracturation soulève de nombreux problèmes qui n'existent pas normalement dans la production du gaz conventionnel, et l'expérience américaine montre que certains aspects des activités de forage et de production doivent absolument être réglementés. L'AIE (2012) propose plusieurs « règles d'or » pour corriger les effets environnementaux de la production de gaz de schiste et indique comment ces règles pourraient être mises en œuvre à travers une réglementation conçue à cet effet. Ces règles sont regroupées autour des catégories d'actions suivantes :

- I. Mesure et divulgation des variables pertinentes qui touchent les communautés locales et participation, avec ces dernières, à la planification pour améliorer l'impact
- II. Choix du site de forage pour minimiser les effets locaux et pour éviter la fracturation là où il existe un risque de déclenchement d'événements sismiques
- III. Isolation des puits par rapport aux autres strates, notamment les nappes phréatiques
- IV. Réduction de la consommation d'eau et traitement, stockage et élimination sécurisés des eaux usées
- V. Élimination de l'évacuation du gaz dans l'atmosphère et minimisation du torchage.

Les États possédant pas une grande expérience de la législation, de la surveillance et des mesures d'application dans le domaine environnemental devront développer cette capacité, car l'absence de règles renforce les incertitudes quant à l'avenir et réduit l'attractivité des investissements aux yeux des producteurs potentiels.

Comme nous l'avons indiqué plus haut, une fois que le gaz est produit, il doit être transporté, soit vers les terminaux d'exportation, soit vers les acheteurs du marché domestique. Étant donné que les gazoducs existants appartiendront à l'État ou à une autre compagnie, le droit d'accès aux gazoducs et aux dispositifs de stockage, ainsi que l'existence de tarifs équitables en la matière sont déterminants. Cela exige une réglementation sur l'accès des tiers qui soit claire et transparente.

Faible impact perçu sur les communautés locales

La forte réticence de certains groupes à l'exploration du gaz de schiste a poussé plusieurs gouvernements à adopter une position très prudente quant aux autorisations concernant les activités de fracturation. L'instauration de moratoires sur la prospection et la production du gaz de schiste, pendant que l'État cherche à mieux s'informer sur le coût total et les avantages, risque d'aller de pair avec des pressions de la part des communautés potentiellement concernées en vue d'interdire purement et simplement ces activités. Lorsque ces mouvements sont puissants et qu'aucune tentative d'ouverture du dialogue n'a été effectuée pour comprendre leurs préoccupations et suggérer des réponses pertinentes, le climat hostile poussera les investisseurs potentiels à agir avec plus de prudence. Dans les pays où les effets négatifs potentiels sur les communautés et les modes de vie semblent moins importants, la volonté d'aller de l'avant s'affirmera davantage.

PARTIE II : LE GAZ DE SCHISTE ET L'AFRIQUE

Les récentes découvertes de gaz conventionnel en Afrique de l'Est, survenues en même temps que la révolution du gaz de schiste aux États-Unis et de possibles découvertes autre part, ont soulevé un certain nombre de questions pour les producteurs de gaz et les non-producteurs en Afrique. Ces questions sont abordées dans la deuxième partie du présent rapport.

Quelles sont les estimations concernant la quantité de gaz de schiste en Afrique et dans le reste du monde, et quelle proportion est exploitable ?

Estimations mondiales

Les estimations des gisements de gaz en place et de gaz de schiste techniquement exploitables fournies par l'AIE (2011b) indiquent les pays pour lesquels elles ont été réalisées. Pour l'Afrique, les pays concernés incluent l'Algérie, la Libye, la Tunisie, le Maroc, le Mauritanie et l'Afrique du Sud, ainsi que le territoire du Sahara occidental. Les raisons spécifiques pour lesquelles certains des autres pays n'ont pas fait l'objet d'estimations n'ont pas été précisées, mais l'absence de données publiées a été un facteur déterminant.

L'Égypte a été omise parce qu'elle est considérée comme faisant partie du Moyen-Orient. Or aucune estimation n'a été réalisée pour les pays de cette région, qui disposent de quantités de gaz conventionnel suffisantes et n'auraient aucun besoin d'exploiter le gaz de schiste, dont le coût de production est normalement plus élevé. Ce n'est peut-être pas le cas de l'Égypte, cependant ; il est probable que si du gaz de schiste était découvert sur son territoire, le pays souhaiterait l'exploiter.

Le Tableau 3 présente les estimations réalisées par ARI concernant les gisements de gaz en place et de gaz de schiste techniquement exploitables pour ces pays. Chacune de ces estimations s'appuie sur des informations détaillées sur les formations de schistes et leurs propriétés géologiques, et utilise une formule technique de terrain. Les réserves prouvées et la production de gaz conventionnel pour chacun de ces pays sont incluses pour comparaison.

Tableau 3: Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste, réserves prouvées de gaz conventionnel et production gazière actuelle en milliers de milliards de pieds cubes estimés par ARI

Pays	Réserves totales estimées de gaz de schiste en place ¹	Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste ¹	Réserves prouvées de gaz conventionnel en 2012 ²	Production de gaz conventionnel en 2010 ²
Algérie	812	230	158	2,957
Libye	1147	290	52	0,586
Tunisie	61	18	2,26	0,071
Maroc	68	11	0,035	0,004
Mauritanie	2	0,4	0,989	0,000
Sahara occidental	37	7	-	-
Afrique du Sud	1834	485	0,000	0,035
Total, Afrique	3962	1042	504	7,313

Sources : 1 = EIA (2011b). 2 = Oil and Gas Journal, cité par Ernst et Young (2012).

La comparaison entre les gisements techniquement exploitables de gaz de schiste et les réserves prouvées de gaz conventionnel en Afrique démontre l'importance que revêtira le gaz de schiste à l'avenir. Le Tableau 3 montre qu'à l'échelle du continent, si l'existence des gisements de gaz de schiste était confirmée par l'exploration, ils représenteraient le double des réserves prouvées actuelles de gaz conventionnel. En Algérie, premier producteur de gaz conventionnel, le volume de réserves de gaz de schiste, si elles étaient avérées, serait de 50 % supérieures aux réserves de gaz conventionnel. Les réserves de gaz de schiste en Libye et en Afrique du Sud seraient également plus importantes que les réserves de gaz conventionnel des principaux producteurs du continent. Lorsque les données actuelles provisoires concernant les réserves de gaz conventionnel offshore au Mozambique et en Tanzanie seront confirmées, le volume total de réserves de gaz conventionnel en Afrique sera revu à la hausse, mais selon toute vraisemblance, le gaz de schiste devrait continuer néanmoins de représenter une part très importante de l'ensemble des réserves estimées.

Il est important de noter que d'autres pays africains, concernant lesquels ARI n'a pas pu obtenir de données géologiques détaillées, pourraient disposer de gisements de gaz de schiste, qui viendraient alors s'ajouter au total des réserves déjà connues à l'échelle du continent. Cependant, il est également important de rappeler que le gaz de schiste se loge dans des formations géologiques différentes de celles où on trouve habituellement le gaz conventionnel, de sorte que l'on ne peut pas dire que les producteurs de gaz conventionnel disposent de réserves de gaz de schiste comparables à leurs réserves de gaz conventionnel.

ARI, comme l'AIE, ont fourni des données concernant les réserves de gaz de schiste dans le reste du monde (pour certains pays uniquement concernant ARI) qui sont présentées dans le Tableau 4. Celles-ci montrent que, pour les pays visés par les deux études, l'Afrique regroupe près de 15 % des réserves de gaz de schiste susceptibles d'être exploitables au plan commercial. En revanche, les réserves de gaz conventionnel du continent ne représentent finalement que 7 % de l'ensemble des réserves mondiales, d'après les estimations de BP (2012). Il en découle que le gaz de schiste va sans doute constituer un enjeu de taille pour les pays africains qui en disposent.

Tableau 4: Gisements techniquement exploitables de gaz de schiste (milliers de milliards de pieds cubes)

	ARI	AIE
Afrique	1042	1060
Reste du monde	5538	6291

Sources : EIA (2011b) et AIE (2012).

Situation pays par pays

Les données d'ARI ont été estimées de façon uniforme et peuvent donc être utilisées à des fins de comparaison. Cependant, cette étude ayant été publiée en avril 2011, la situation a pu évoluer dans certains cas. Les commentaires relatifs à certains pays issus du rapport de l'EIA (2011b) sont confrontés à des données tirées du Web fournissant des informations plus récentes. Bien que ces dernières puissent ne pas avoir été établies sur une base scientifique, comme les données d'ARI, elles permettent néanmoins d'obtenir une approximation des tendances plus récentes.

Algérie

D'après l'étude d'ARI, on estimait à 812 000 milliards de pieds cubes les réserves de gaz en place et à 230 000 milliards de pieds cubes les réserves de gaz techniquement exploitables, ces dernières étant situées dans le bassin de Ghadames (195 000) et le bassin de Tindouf (35 000) au sud-ouest de l'Algérie. Un communiqué publié par Jens Alic d'Oilprice (daté du 11 novembre 2012) faisait état de 321 000 milliards de pieds cubes de réserves de gaz de schiste exploitables, tandis que l'Agence France Presse citait le 11 novembre 2012 des représentants officiels algériens selon lesquels les réserves s'élevaient à au moins 500 000 milliards de pieds cubes.

Un certain nombre de sociétés, notamment ENI, Shell et Talisman, ont déjà signé des accords d'exploration et ENI a déjà entamé l'exploration. Sonatrach, la compagnie nationale d'hydrocarbures algérienne, a creusé ses premiers puits de gaz de schiste en 2011. L'État algérien a également annoncé la mise en place de nouvelles mesures fiscales visant à encourager l'exploration et le développement des hydrocarbures non conventionnels, qui n'ont néanmoins pas encore été approuvées par le parlement. D'après un communiqué de Bauerova et Patel dans Bloomberg (du 26 novembre 2012), l'Algérie ne devrait pas être mesure de produire du gaz de schiste commercial avant 2020.

L'Algérie réunit les conditions pour le développement de la production de gaz de schiste. Tout d'abord, le pays est déjà un grand exportateur de gaz et la demande locale s'accroît actuellement au point que les exportations de gaz conventionnel risquent de baisser. L'Algérie dépend très largement des revenus tirés de l'exportation de gaz (90 % de ceux-ci proviennent de la production d'hydrocarbures). Ces réserves supplémentaires de gaz permettraient donc aux exportations de continuer à soutenir le développement du pays.

Deuxièmement, l'Algérie est un producteur de gaz de longue date et dispose des infrastructures et de l'expertise technique requises pour assurer un développement de grande ampleur à l'échelle de l'ensemble du secteur. Elle dispose en effet d'un gazoduc de gaz naturel régional et de plusieurs gazoducs d'exportation, ainsi que d'un terminal GNL, témoignant de la solidité de ses infrastructures destinés au marché national ou à l'exportation. L'Algérie, forte de sa longue expérience dans le domaine de la production et de l'exportation de gaz, devrait, par conséquent, constituer un marché attractif aux yeux des investisseurs potentiels, ce que traduit déjà l'intérêt manifesté par les principales compagnies internationales pour ses réserves en gaz de schiste. Cependant, l'attaque terroriste du site gazier d'In Amenas risque d'accentuer dans l'immédiat les hésitations de la part de ces compagnies.

Les seuls aspects qui restent une inconnue concernant le développement du gaz de schiste sont les divers risques environnementaux associés à sa production. La fracturation, nécessitant d'énormes quantités d'eau dans des zones où les ressources hydrauliques sont rares, risque de s'avérer très problématique. Il sera nécessaire de mettre en place une réglementation garantissant que les eaux usées soient traitées de manière adéquate et que les déversements soient évités. Sur cette question, l'Algérie devra profiter de l'expérience des États-Unis qui a vu ses pratiques évoluer sous la pression des groupes de protection de l'environnement et l'opinion publique. Concernant l'évacuation et le torchage de gaz, bien que ce problème concerne tout particulièrement les premières phases du développement des puits de gaz de schiste, Sonatrach est membre depuis plusieurs années du Partenariat mondial pour la réduction des gaz torchés (GGFR) et participe activement à la déduction de ces émissions.

Libye

D'après ARI, la Libye disposait de 1 147 000 milliards de pieds cubes de gaz en place, tandis que les réserves exploitables s'élevaient à 290 000 milliards. Ces dernières représentent plus de cinq fois les réserves prouvées de gaz conventionnel du pays. Concernant le gaz en place, 57 000 pieds cubes se situent dans le bassin de Ghadames et 1 090 000 dans bassin de Syrte. Les formations potentielles de gaz de schiste dans le bassin de Syrte se situent dans des creux d'affaissement en profondeur et restent donc très peu explorés.

Les perspectives à long terme pour la production de gaz de schiste en Libye sont donc particulièrement encourageantes lorsque l'on considère les réserves considérables qu'elle abrite. Le pays est déjà un producteur gazier disposant d'un système de gazoducs et possède, par conséquent, une expérience du secteur. Près des deux tiers de la production est exportée, principalement par gazoduc vers l'Europe. Cependant, l'instabilité politique récente du pays est un frein à l'afflux d'investissements étrangers à court terme. La production de gaz, après avoir chuté fortement en 2011, s'établit aujourd'hui à 80 % de sa capacité totale de 106 milliards de pieds cubes par jour. Le gouvernement place désormais officiellement la production de gaz au cœur de ses priorités et a entamé des discussions avec des partenaires pour l'exploitation gaz de schiste, bien qu'aucun forage n'ait pour l'instant été annoncé. Deux facteurs devraient sans doute ralentir le processus de développement du gaz de schiste. En premier lieu, l'exploration du bassin de Syrte, où semblent se situer la plupart des réserves, actuellement toujours anecdotique devrait rester timide tant que plus de preuves de l'existence de ces réserves n'auront pas été réunies. En second lieu, le contexte politique passé et actuel restera un frein pour les investisseurs potentiels susceptibles de financer les projets à grande échelle, tant que les conditions resteront instables.

Si la Libye était amenée à accroître de manière importante sa production de gaz à partir de ses réserves en gaz de schiste, elle serait sans doute à terme confrontée à deux types de problèmes qui l'inciteraient à faire appel à une aide extérieure. Premièrement, le recours accru aux revenus liés au gaz pour financer le développement local pourrait poser des problèmes à une économie qui fonctionnait jusqu'à présent sur des bases dirigistes. L'expérience tirée de la mise en œuvre de stratégies économiques nationales mises au point par d'autres pays producteurs de gaz pourrait servir à Libye. L'autre problème pour le pays est la fracturation : l'approvisionnement en eau et le recyclage et traitement de l'eau sont des enjeux essentiels pour le pays et le gouvernement dispose, selon toute vraisemblance, d'une expérience très limitée des problèmes de la fracturation ainsi que des solutions et du suivi qui en découlent.

Tunisie

D'après ARI, le gaz en place est estimé à 61 000 milliards de pieds cubes, et les réserves techniquement exploitables à 18 000 milliards. Il s'agit de volumes bien inférieurs à ceux estimés en Libye ou en Algérie, mais demeurent néanmoins bien supérieurs aux réserves prouvées de gaz conventionnel qui s'élèvent à moins de 3 000 milliards de pieds cubes. Les réserves estimées se situent dans le bassin de Ghadames et un premier puits a été foré par fracturation en 2010.

La Tunisie produit un faible volume de gaz tout en en consommant plus, ce qui fait d'elle un importateur net. Un développement de la production locale profiterait largement à l'économie nationale. Les gazoducs sont reliés au réseau international et aux centres de demande nationaux. Depuis longtemps, la Tunisie a su attirer de nombreuses compagnies d'exploration et de production internationales, grâce à des politiques favorables aux investissements. Au milieu de l'année 2012, Shell a déposé une demande auprès du gouvernement en vue d'obtenir un permis d'exploration du gaz de schiste, qui est encore à l'étude.

Sous de nombreux aspects, la Tunisie est un pays particulièrement attractif pour le développement du gaz de schiste. Elle a fortement besoin de réserves de gaz supplémentaires et dispose d'une expérience dans le domaine (tant à l'exportation que pour l'approvisionnement national) et d'une partie des infrastructures requises. Le gouvernement dispose d'une certaine expérience du gaz, bien que pas à l'échelle de celle qui découlerait d'une exploitation intégrale des réserves en gaz de schiste.

Les problèmes environnementaux qui pourraient découler de la fracturation font déjà l'objet de débats tendus en Tunisie. Des articles publiés le 7 novembre 2012 par les médias en ligne Tunivisions et Tunisia Live ont soulevé des craintes quant à une possible pollution du système d'approvisionnement en eau au niveau local, ainsi que sur le problème du manque d'eau. Shell a répondu à ces craintes en soulignant qu'elle adhérerait « à un ensemble de principes mondiaux d'exploitation onshore qui fournissent un cadre à l'eau, l'air et la flore et la faune et respectent les communautés auprès desquelles elle opère. » (Tunisia Live, 23 novembre 2012). Le jour suivant, Tunisia Live signalait que l'International Public Services Union assurait la coordination d'une campagne nationale contre l'extraction du gaz de schiste (Tunisia Live, 24 novembre 2012). Les commentaires laissés en ligne sur ces articles traduisent l'inquiétude de l'opinion publique. Beaucoup d'entre eux ont exprimé leur incapacité à faire confiance à une compagnie internationale dont le principal objectif est le profit, d'autres ont condamné la fracturation en elle-même comme méthode forcément nuisible, en particulier dans un pays confronté au manque d'eau. D'autres ont souligné le potentiel de création d'emplois du secteur, et beaucoup ont indiqué la nécessité d'un débat public éclairé.

Maroc

Le Maroc dispose de plusieurs gisements de gaz de schiste répartis de manière complexe et irrégulière qui nécessiteront une vaste opération de collecte de données afin de permettre une évaluation adéquate des ressources. ARI a basé ses estimations sur deux bassins qui semblent posséder le meilleur potentiel de gaz de schiste. Dans le bassin de Tindouf (partagé également par l'Algérie, le Sahara occidental et la Mauritanie) et le bassin de Tadla, on estime le volume de gaz en place à 68 000 milliards de pieds cubes, soit des réserves exploitables totales de 11 000 milliards.

La Maroc produit un volume de gaz très modeste (4 millions de pieds cubes en 2010) et dispose de réserves prouvées de gaz conventionnel de 35 millions de pieds cubes. De fait, il ne profite pas des mêmes avantages qu'ont les grands producteurs de gaz existants lorsqu'il s'agit d'exploiter de nouvelles ressources potentielles. L'Office national des hydrocarbures et des mines (ONHYM) du Maroc étudie le potentiel de gaz de schiste depuis 2010 et la compagnie américaine San Leon Energy a déjà foré un certain nombre de puits d'exploration.

Le manque d'expérience dans le domaine gazier associé à la géologie complexe du territoire marocain vont certainement rendre difficile un développement rapide du gaz de schiste dans ce pays. Cependant, les réserves estimées sont telles que, si elles étaient confirmées, elles pourraient booster durablement et de manière significative l'économie locale. Le Maroc devrait probablement faire appel à l'aide dans tous les domaines de la production gazière, y compris les questions environnementales.

Mauritanie

La Mauritanie ne produit et ne consomme pas de gaz pour l'instant. Cependant, l'exploitation du champ gazier de Banda devrait débuter en 2015. ARI évalue à 2 000 milliards de pieds cubes le gaz de schiste en place, dont 400 milliards seraient techniquement exploitables. Étant donné que les réserves prouvées de gaz conventionnel sont estimées à 1 000 milliards de pieds cubes, l'exploration et l'exploitation de ce faible volume potentiel de gaz de schiste ne devrait pas faire partie des priorités.

Sahara occidental

Dans la région appelée Sahara occidental, le gaz en place est évalué à 37 000 milliards de pieds cubes, dont 7 000 milliards seraient techniquement exploitables. Il n'existe actuellement aucun projet concret d'exploitation de ces ressources.

Afrique du Sud

D'après ARI, l'Afrique du Sud disposait d'un total de 1 834 000 milliards de pieds cubes de gaz de schiste en place, tandis que les réserves exploitables s'élevaient à 485 000 milliards. Le pays compte par conséquent parmi les premiers sites dans le monde pour le gaz de schiste, ses réserves exploitables étant quasiment aussi importantes que le total des réserves prouvées de gaz conventionnel de l'ensemble du continent. Les ressources se situent dans le bassin de Karoo, qui s'étend sur une grande partie du territoire sud-africain.

En 2011, la consommation de gaz de l'Afrique du Sud s'établissait à 180 milliards de pieds cubes, dont un quart était produit sur place, le reste étant importé du Mozambique par le biais d'un gazoduc alimentant un site de fabrication de liquides du gaz naturel (LGN). La principale source d'énergie demeure le charbon, en raison des réserves très importantes dont le pays dispose. Le charbon représente en effet 90 % de la production d'électricité en 2009 et constitue une des principales ressources du programme de liquéfaction synthétique du charbon.

Si le taux d'électrification à l'échelle du pays atteint 75 %, près de la moitié des ménages vivant en milieu rural ne sont toujours pas connectés au réseau et des délestages électriques sont parfois imposés, conséquence du développement économique. Malgré les pressions exercées par les groupes de défense de l'environnement, l'exploitation du charbon devrait continuer de s'accroître. Cependant, la présence potentielle d'importantes ressources en gaz apporte une nouvelle dimension à l'équation énergétique du pays.

Un certain nombre de compagnies (Shell, Falcon, Challenger, Sasol/Chesapeake/Statoil, Sunset, Anglo Coal et Anglo-American) ont déjà déposé des demandes de permis de coopération technique (TCP). L'État a instauré un moratoire sur le forage d'exploration en 2011, afin d'évaluer les problèmes découlant des pratiques de fracturation. Ce moratoire a été levé en septembre 2012 pour autoriser les activités d'exploration, mais est pour l'instant maintenu pour les activités de fracturation.

Les infrastructures et la production nationale de gaz restent limitées. Bien qu'elle reste un producteur d'hydrocarbures modeste, l'Afrique du Sud dispose néanmoins d'une certaine expérience dans ce domaine et serait capable de se doter de l'expertise technique nécessaire pour développer son propre secteur gazier national. L'État devra résoudre deux types de problèmes. En premier lieu, il s'agira de se doter des infrastructures nécessaires pour collecter le gaz et le transporter vers les centres de demande. Pour ce faire, il devra renforcer sa coopération avec la société nationale d'électricité, ESKOM qui envisage actuellement de développer son réseau de grandes centrales à charbon et d'accélérer le développement de centrales nucléaires (Financial Times, 24 septembre 2012). En second lieu, il devra prendre en compte le problème de l'impact environnemental de la fracturation. Certains groupes de défense de l'environnement, tels que Treasure the Karoo Action Group et le Karoo Shale Gas Community Forum interpellent l'opinion publique sur le bien-fondé d'autoriser la fracturation dans des zones confrontées au manque d'eau et celles susceptibles de voir se mettre en place une compétition quant à l'usage des ressources en eau (Good Governance Africa 2012). Les perspectives de création d'emplois (estimées entre 350 000 et 850 000 emplois directs et indirects) et la probabilité que l'État finisse par imposer des normes réglementaires strictes applicables aux futures activités de fracturation devraient permettre d'emporter l'adhésion de l'opinion publique, grâce au renforcement des campagnes d'information à ce sujet.

Égypte

L'Égypte ne faisait pas partie de l'étude d'ARI, nous ne disposons donc pas de données comparables. Cependant, l'État égyptien a fait part de son intérêt à inciter l'exploration de gaz de schiste. La compagnie américaine Apache a annoncé en 2011 son intention de forer certains puits tests en vue d'évaluer si les réserves de gaz de schiste présentes étaient suffisantes pour envisager une exploitation commerciale. L'Égypte est un grand producteur de gaz, mais la demande nationale s'accroît rapidement de sorte qu'elle a été amenée à devoir importer du gaz d'Algérie afin de pouvoir remplir ses engagements en matière d'exportation. Toute découverte de nouvelle réserve de gaz de schiste serait favorablement accueillie par le pays.

L'instabilité politique récente a sans doute découragé l'arrivée d'investisseurs potentiels qui auraient autrement pu être tentés par l'exploration de gaz dans un pays disposant déjà d'infrastructures gazières solides et d'une expérience dans ce domaine. En Égypte, comme dans d'autres pays de la région, le manque d'eau est un problème et l'État n'a pas encore d'expérience dans le contrôle ou la réglementation des activités de fracturation.

2. Quel impact la production de gaz de schiste a-t-elle sur les marchés de l'énergie en général ?

À ce jour, les principaux effets de l'accélération de la production de gaz de schiste ont uniquement été observés aux États-Unis qui constituent le seul marché actuellement où une réelle production à grande échelle a été mise en œuvre. Des effets peuvent être observés :

- I. à l'échelle du secteur gazier national, qui s'est trouvé en très peu de temps confronté à une très forte augmentation de l'offre de gaz ;
- II. à l'échelle du marché du gaz international, qui a été directement impacté par la réduction des importations nettes de gaz par les États-Unis ;
- III. du point de vue des autres marchés énergétiques aux États-Unis en concurrence avec le gaz naturel concernant divers débouchés.

Secteur gazier national

Le secteur gazier national a répondu de manière classique à une augmentation rapide de l'offre. Les cours du gaz ont chuté rapidement afin de convaincre à court terme les consommateurs d'énergie d'opter pour le gaz en tant que ressource. Les nouveaux producteurs ont réagi à l'évolution des prix en continuant de saisir de nouvelles opportunités rentables, et ce malgré la poursuite de la chute des cours. Il en a résulté une situation de surproduction entraînant une chute des cours à un niveau inférieur au prix de revient et un fort recul des investissements à partir de 2011. Progressivement, les acteurs en concurrence au sein du secteur s'adapteront à la persistance de cette offre abondante et au maintien du faible niveau des cours sur le long terme, grâce à des opérations de substitution qui devraient permettre d'absorber le surcroît d'offre de gaz de schiste sans tirer les cours au-dessous du prix de revient. L'avenir des prix du gaz américains dépend de la productivité à long terme du développement du gaz de schiste. L'EIA (2012d) base ses prévisions pour 2035 sur un scénario selon lequel les prix du gaz au comptant augmentent faiblement entre 2010 (4,39 USD/MBtu) et 2020, suivi par une forte hausse jusqu'en 2035. Cependant, si les ressources s'avéraient plus importantes, l'EIA envisagerait un autre scénario selon lequel les prix du gaz au comptant n'augmenteraient que de manière très marginale en termes réels.

Cette relative faiblesse des cours impacte la demande de deux manières. Tout d'abord, les utilisateurs de gaz existants pourraient en consommer plus à moindre coût (p. ex., ménages pourraient augmenter la température de leur chauffage central). Deuxièmement, les utilisateurs d'autres ressources énergétiques pourraient décider de recourir désormais au gaz du fait de son prix plus compétitif (p. ex., les centrales électriques à charbon seraient fermées et remplacées par des centrales à gaz ou les centrales à gaz existantes seraient utilisées plus longtemps chaque jour). Ces deux effets s'accroîtraient avec le temps : les élasticités à long terme sont plus élevées que celles à court terme.

L'augmentation de l'offre de gaz à l'échelle nationale n'a pas entraîné une augmentation correspondante du niveau de demande du fait de la baisse des cours. Au contraire, les importations de gaz ont chuté. Ainsi, la substitution entre les différentes sources d'énergie requise est donc restée limitée. L'EIA table sur la poursuite du recul des importations de gaz, envisageant même que les États-Unis deviennent un exportateur net de gaz à partir de 2020. Si un scénario de forte production se confirme, le pays pourrait même devenir un exportateur net avant cette date, et d'importants volumes pourraient venir inonder les marchés au même moment. Ces scénarios envisagent la possibilité que les États-Unis commencent à exporter du GNL vers l'Europe et d'autres marchés, entraînant un renforcement de la concurrence entre les divers fournisseurs internationaux et des pressions baissières sur les cours internationaux du gaz qui en découleraient.

Marché international du gaz

Le recul des exportations de gaz vers les États-Unis a des effets importants sur le marché mondial du gaz. À court terme, l'offre excédentaire des pays exportant moins vers les États-Unis a permis de répondre à une demande croissante ailleurs, notamment au Japon. Du fait qu'actuellement la plupart du gaz vendu sur les marchés asiatiques relève de contrats à long terme, le prix moyen payé pour du GNL n'a pas reculé de manière importante. Cependant, pour certains pays exportateurs dans le périmètre atlantique, la perte du marché américain pourrait être difficile à compenser sauf à consentir une réduction draconienne des prix. Par exemple, les exportations de GNL du Nigeria vers les États-Unis, après avoir atteint un sommet en 2007 à 95 000 milliards de pieds cube, ont chuté à seulement 2000 milliards en 2011.

L'AIE a étudié en 2012 les effets sur les prix à long terme d'une augmentation de la production des États-Unis et d'autres producteurs de gaz non conventionnel. D'après cette analyse, si le recours aux contrats à long terme indexés sur le prix du pétrole devrait progressivement diminuer, même d'ici 2035 on ne devrait pas assister à une concurrence totale entre les différents types de gaz, aux termes de laquelle les prix du gaz entre les différentes régions ne différeraient que du coût du transport. Les prix sur lesquels s'est basée l'AIE pour son scénario de base et son scénario de faible production de gaz non conventionnel sont présentés dans le Tableau 5. La production supplémentaire de gaz non conventionnel devrait entraîner une forte réduction des prix du gaz à l'échelle mondiale, qui devrait fortement encourager la conversion au gaz et le délaissement des autres sources d'énergie. La différence de l'offre de gaz entre les deux scénarios de l'AIE s'explique par le développement peu rapide du gaz non conventionnel dans le scénario d'une faible production de gaz. Cet écart, dû à de multiples facteurs, s'élève à 535 milliards de mètres cubes en 2035, soit un total de 5100 milliards de mètres cubes pour le scénario de base et un scénario de faible production de gaz à 4600 milliards de mètres cubes. Il est important de noter que même dans le cas du scénario de base, prévoyant la mise sur le marché d'un volume considérable de gaz non conventionnel, il est prévu que les prix réels du gaz augmentent fortement à partir de 2020, et encore davantage à partir de 2035. Les prix restent inférieurs à ceux du scénario de faiblesse de production de gaz, mais demeurent plus élevés que ceux de 2010.

Tableau 5: Scénarios de prix du gaz naturel (USD de 2010 par MBtu)

	2010	Scénario de base		Scénario de faible production de gaz non conventionnel	
		2020	2035	2020	2035
États-Unis	4,40	5,40	7,10	6,70	10,00
Europe	7,50	10,50	10,80	11,60	13,10
Japon	11,00	12,40	12,60	14,30	15,20

Source : AIE (2012). Prix offert à la vente en gros aux États-Unis et prix d'importation en Europe et au Japon.

Une poignée de pays regroupent la plupart des réserves exploitables de gaz de schiste dans le monde, comme le montre le Tableau 6 d'après les estimations fournies par ARI. Le scénario de base de l'AIE se base sur les chiffres d'ARI pour estimer l'excédent de gaz de schiste qui devrait être mis sur le marché. En conséquence, le scénario de base table sur une forte concentration de la production de gaz de schiste sur le continent américain et en Asie. En raison de la fragmentation des marchés du gaz à l'échelle internationale, ces deux régions devraient être les plus exposées aux effets d'un surcroît de l'offre.

Tableau 6: Sept plus grands gisements techniquement exploitables de gaz de schiste (milliers de milliards de pieds cubes)

Pays	Réserves exploitables	Pays	Réserves exploitables
Chine	1275	Afrique du Sud	485
États-Unis	820	Australie	396
Argentine	774	Canada	388
Mexique	681	Total mondial	6586

Source : EIA (2011b).

Concurrence par rapport aux autres secteurs énergétiques

Aux États-Unis, le gaz est présent dans de nombreux secteurs, comme le montre le Tableau 7. Le gaz est utilisé pour la production d'électricité, le chauffage résidentiel et commercial, les processus industriels et par divers utilisateurs finaux, y compris un petit volume pour les véhicules à gaz naturel comprimé. Le premier secteur d'utilisation est la production d'électricité et c'est là que l'on attend la plus forte progression, au détriment en partie du charbon.

Le gaz est considéré principalement comme un combustible de production en période de pointe, capable de suivre la courbe de la demande grâce à la capacité qu'ont les centrales à gaz d'augmenter ou de réduire la production en conséquence, tandis que le charbon est considéré comme un combustible de base du fait de son coût peu élevé. L'avantage en matière de coût en capital des centrales électriques au gaz à cycle combiné n'était pas en mesure de concurrencer l'avantage en matière de coût du charbon. La révolution du gaz de schiste a fait bouger les lignes et le gaz est désormais également utilisé comme combustible de base. La production électrique au charbon nécessite également de lourds investissements en équipement de maîtrise de la pollution, incitant les entreprises à fermer leurs anciennes centrales à charbon pour les remplacer par des centrales au gaz modernes. D'après Rao (2012), aux États-Unis, le coût de la production électrique au gaz rejoint un seuil de rentabilité égal à celui de la production au charbon lorsque le prix gaz atteint 8 USD/MMBtu, en faisant l'hypothèse que les coûts de production d'une nouvelle centrale au charbon respectant les normes d'émission se situent entre 6 et 6,5 cents par kWh. Une production au charbon assortie d'une séquestration du dioxyde de carbone serait considérablement plus coûteuse. Comme les prix du gaz devraient demeurer bien inférieurs à ce niveau et qu'il est facile d'augmenter la production de gaz de schiste lorsque les prix sont supérieurs aux coûts, il y a tout lieu de penser que la production électrique au gaz va augmenter aux États-Unis et dans d'autres pays où il existe des pressions similaires visant à réduire les émissions liées à la production au charbon.

Tableau 7: Consommation de gaz naturel aux États-Unis en fonction des secteurs, données actuelles et prévisions (en milliers de milliards de pieds cubes)

Secteur	2010	2020	2035
Électricité	7,4	7,9	9,0
Résidentiel	4,9	4,8	4,6
Commercial	3,2	3,4	3,6
Pays industriels	6,6	7,1	7,0
Autre	2,0	2,3	2,4
Total	24,1	25,5	26,6

Source : EIA 2012d.

L'EIA (2012e) a mené une étude d'impact d'une évolution des prix relatifs des combustibles aux États-Unis. D'après cette étude, une hausse de 10 % du prix du charbon par rapport au gaz naturel entraînerait une augmentation en moyenne de 1,4 % de l'utilisation du gaz par rapport au charbon. L'évolution rapide des prix du charbon et du gaz naturel entre 2008 et 2009 nous permet d'établir un scénario illustrant l'interprétation de l'estimation de cette élasticité. En deux ans, le prix moyen du charbon livré aux centrales électriques est passé de 2,07 USD/MMBtu à 2,21 USD/MMBtu, tandis que le prix moyen du gaz livré a baissé de 9,01 USD/MMBtu à 4,74 USD/MMBtu. Avec une telle variation des prix relatifs de 103 %, d'après l'élasticité de substitution estimée, la variation du ratio de consommation de gaz naturel par les centrales par rapport à la consommation de charbon (calculé sur une base en Btu) aurait dû être d'environ 14 %, or elle s'est établie à 16 %. Ces résultats ne s'appliquent qu'aux États-Unis, car ils sont directement liés à la structure dans le détail du secteur de production d'électricité (proportion de centrales d'âge et d'efficacité différents). Cependant, ils nous montrent que dans les pays où le secteur de l'électricité repose sur des centrales à charbon anciennes et inefficaces, le potentiel de substitution entre les différentes sources d'énergie est important.

Un récent article paru dans *The Economist* (2013) souligne le fait qu'avec la chute de la demande de charbon aux États-Unis, les exportations de charbon se sont accrues vers l'Europe, les prix du charbon restant plus compétitifs que les prix du gaz importés dans cette région. En conséquence, la consommation de charbon, supposément en recul, a en fait augmenté. On ne sait pas combien de temps cette tendance se maintiendra. Mais, pour l'instant, elle a un impact négatif sur les émissions de GES en Europe. Les marchés du gaz résidentiel et commercial sont bien plus modestes dans la majorité des pays en développement. Cependant, le potentiel de substitution dans les secteurs industriels y est également important.

La concurrence entre le pétrole et le gaz est relativement limitée. Le pétrole tient une place prépondérante en tant que combustible de transport, segment où le gaz reste peu présent. Aux États-Unis, à peine 0,1 % du gaz naturel est utilisé comme combustible de transport. Cependant, les utilisateurs de flotte, tels que les compagnies de bus, les services de collecte des déchets et les services de livraison ont de grands avantages à recourir à des véhicules alimentés au gaz naturel. La chute des prix a rendu le gaz actuellement entre 1,5 et 2 USD par équivalent gallon moins cher que l'essence ou le diesel. La prévisibilité des trajets empruntés par ces véhicules permet également d'envisager des infrastructures d'approvisionnement efficaces et de profiter des coûts de combustible peu élevés. Concernant le marché automobile en tant que tel, il est plus difficile de mettre à disposition un réseau de distribution aussi facile d'accès que pour l'essence. Pour cette raison, le recours au gaz pour les voitures ne devrait se développer que très lentement.

Dans certains pays, le diesel et le fuel sont utilisés pour alimenter des centrales électriques et il y a tout à parier que là où le gaz est disponible, celles-ci seront remplacées par des centrales à gaz à cycle combiné moins chères. Cependant, l'impact devrait en être limité à l'échelle mondiale, et, le prix du pétrole étant principalement fixé sur un marché mondial unique, on ne devrait observer que peu d'effets sur le cours du brut à l'échelle internationale ou les coûts des produits du pétrole importés.

3. Quels effets la découverte de réserves importantes de gaz de schiste peut-elle avoir sur les investissements dans les technologies énergétiques à faible intensité de carbone ?

L'arrivée d'un important surcroît d'offre de gaz et les chutes de prix qui en découlent interagissent de manière complexe avec la demande d'énergies renouvelables. Les énergies solaire et éolienne, utilisées dans le cadre de l'alimentation du réseau électrique, ont une production intermittente, qui souffre d'un manque criant de capacité de stockage. Étant donné que leur rythme de production ne suit pas forcément le cycle des besoins, il est nécessaire de les compléter par des centrales capables de moduler rapidement leur production à la hausse comme à la baisse. Les centrales au gaz à cycle combiné sont en mesure de remplir ce rôle, en comblant le manque entre la production de base et la demande auquel les énergies renouvelables sont dans l'incapacité de répondre à un moment donné. Par conséquent, la mise à disposition de quantités de gaz plus importantes pourrait faciliter l'intégration des sources d'énergies renouvelables au sein du réseau.

Cependant, la chute des prix du gaz a été forte et ils devraient conserver ces niveaux. Cela pourrait avoir comme conséquence, dans certains pays comme aux États-Unis, que le gaz devienne le combustible de base, tout en conservant son statut de combustible de pointe. Son avantage combiné coût en capital et coût du combustible est supérieur à celui de l'énergie éolienne ou solaire. Cependant, certains États américains ont instauré des normes en matière d'énergies renouvelables (RPS), requérant de la part des services aux collectivités qu'ils achètent et vendent certaines quantités d'énergies renouvelables. Le gaz n'est pas concerné par les RPS. Par conséquent, sa mise à disposition à des prix peu élevés ne menace pas la portion de marché visée par les RPS (Head 2011).

Deux facteurs sont susceptibles de favoriser le maintien d'une croissance stable des énergies renouvelables sur le marché du réseau électrique. Tout d'abord, les coûts réels des technologies renouvelables sont en baisse en raison de la croissance stable de leurs volumes de fabrication. The Economist (2012) a attiré l'attention sur ladite loi de Swanson, selon laquelle les coûts des cellules photovoltaïques tendent à baisser de 20 % chaque fois que la capacité de fabrication mondiale est multipliée par deux. Les coûts par watt de capacité ont chuté à environ 75 cents USD. Et les coûts supplémentaires liés à la construction de 4 USD par watt sont également en baisse. Le combustible en tant que tel est gratuit. D'un autre côté, les centrales à charbon américaines coûtent près de 3 USD le watt, et les centrales à gaz naturel environ 1 USD le watt, montant auquel on doit ajouter le prix du combustible. Dans les régions des États-Unis bénéficiant d'un fort taux d'ensoleillement, où les centrales à gaz sont réservées à la production durant les heures de pointe, le solaire peut concurrencer les autres sources d'énergie sans faire appel aux subventions. La réduction des coûts grâce au développement des technologies devrait d'une manière ou d'une autre profiter aux énergies renouvelables, même si la trajectoire exacte reste encore incertaine.

Le second facteur susceptible d'encourager l'utilisation des énergies renouvelables est l'attitude adoptée par les pouvoirs publics sur la question. Aussi longtemps que les États continueront de se sentir concernés par le réchauffement climatique et qu'ils inciteront les services aux collectivités à faire appel en partie aux énergies renouvelables, les perspectives du solaire et de l'éolien resteront favorables.

Cependant, pour les pays en mesure de substituer le gaz au charbon, les autorités pourraient y voir une contribution suffisante pour diminuer leurs émissions de GES et réduire ainsi leur soutien (financier ou autre) aux énergies renouvelables. Comme l'indique l'AIE (2012), la faiblesse des prix du gaz réduira le coût de la production d'électricité et les consommateurs accepteront plus facilement de payer plus cher pour une production d'électricité renouvelable si celle-ci est mandatée par l'État. En moyenne, l'AIE suppose que les politiques existantes favorisant le recours aux énergies renouvelables seront maintenues et considère qu'à l'échelle mondiale l'augmentation de leurs parts de marché au niveau de la demande d'énergie primaire d'ici 2020 (2 %) et 2035 (4 %), contre 1 % en 2010, ne devrait pas être affectée par l'accroissement du volume de gaz non conventionnel. À l'heure actuelle, d'après le consensus, il semble que lorsqu'un pays augmente son accès au gaz naturel ou que ses prix d'importation baissent, le recours aux énergies renouvelables ralentit, à moins que l'État ne prenne des mesures pour en soutenir l'utilisation. Pour les pays n'ayant pas accès au gaz, la place des renouvelables n'est pas affectée.

4. Quelles sont les répercussions de l'augmentation de la production de gaz de schiste sur le développement du secteur énergétique en Afrique ?

L'augmentation de la production mondiale de gaz de schiste affectera les pays africains différemment, selon que ceux-ci sont déjà ou non des consommateurs et producteurs de gaz, qu'ils importent ou exportent du gaz et/ou qu'ils disposent ou non d'un potentiel de production de gaz de schiste. Les données relatives aux réserves, à la consommation et la production de 26 pays sont présentées en annexe 1. Pour les autres pays africains, l'absence de données concernant l'une ou l'autre des variables indique que le gaz n'a qu'une importance négligeable. Quinze pays produisent et/ou consomment du gaz naturel et, comme indiqué plus haut, cinq ou six d'entre eux pourraient également disposer de réserves de gaz de schiste commercialisables. Les pays qui ne produisent ou ne consomment pas de gaz naturel ne ressentiront que des effets secondaires par le biais de la répercussion des prix mondiaux sur les autres sources d'énergies.

Dimension économique de la production de gaz de schiste

Pour les pays possédant des réserves de gaz de schiste, confirmées par l'exploration, il ne s'ensuit pas automatiquement qu'il sera économique de mettre en valeur ces réserves. Plus les réserves sont importantes et proches des marchés du gaz, plus faible sera le coût unitaire de production. Là où existe une infrastructure gazière à même d'être utilisée, les coûts seront encore plus faibles. Le prix auquel le gaz pourra être vendu dépendra du marché visé, selon que le gaz est uniquement destiné à l'exportation (prix négociés à l'international) ou à la consommation intérieure (prix des sources concurrentes d'énergie). Lorsque le coût économique est inférieur aux prix potentiels du marché, la mise en valeur sera envisageable. En cas de coûts externes (atteintes à l'environnement, pénurie d'eau, etc.) non intégrés dans le coût de production du gaz de schiste, il faudra les mettre en balance avec les avantages purement financiers de la production avant que la décision d'aller de l'avant ne soit prise.

Les pays qui ont développé un secteur du gaz en ont tiré comme avantage des recettes d'exportation, la réduction du coût interne des carburants, un meilleur accès à l'énergie et la création d'emplois dans le secteur du gaz, le secteur de l'énergie et d'autres secteurs fournisseurs de ces industries. En outre, lorsque le gaz est utilisé comme matière première dans les processus industriels, il offre de plus vastes possibilités de développement économique et de création d'emplois.

Producteurs de gaz conventionnel qui ne sont ni importateurs ni exportateurs

D'après des données citées par Ernst and Young (2012), l'Angola, la République du Congo, le Gabon, la Côte d'Ivoire et la Tanzanie ont produit du gaz uniquement destiné à leur propre consommation en 2010. Du fait que cette production n'est pas mise en concurrence sur les marchés mondiaux, les prix peuvent s'affranchir des événements externes, y compris de la disponibilité accrue de gaz de schiste par le biais du commerce de GNL. Ce n'est que là où des sites d'importation ont été construits que la chute des prix a pu exercer des pressions à la baisse sur le prix du gaz national, ainsi qu'à profiter aux secteurs consommateurs de gaz, tels que le secteur de production d'électricité.

D'autres sources d'énergie importées, principalement des produits pétroliers, ne sont pas en concurrence directe avec le gaz naturel et ne devraient donc pas voir leurs coûts d'importation baisser. Aucun des pays de ce groupe ne semblait disposer d'un potentiel de gaz de schiste, bien que cela puisse changer si l'exploration venait à contredire cet état de fait. L'exploration devrait néanmoins débuter plus rapidement dans les pays dont les études, telles que celles d'ARI, ont identifié des réserves potentielles importantes exploitables. Il est également possible que la chute des prix du gaz à l'échelle internationale et la plus grande disponibilité du gaz persuadent certains pays d'investir dans des sites d'importation et commencent à importer du gaz à la place d'autres combustibles. La concurrence des autres combustibles va constituer un facteur essentiel. Pour les pays ayant un accès à la mer, la possibilité d'un terminal GNL ou pour les autres d'un gazoduc les alimentant depuis un fournisseur à proximité, s'avérera nécessaire pour ouvrir l'accès au gaz du marché national, tout en le complétant éventuellement d'autres sources d'énergies disponibles sur place.

La Tanzanie est en passe de devenir un exportateur de gaz et devrait être considérée comme faisant partie des pays exportateurs.

Producteurs de gaz conventionnel qui sont importateurs nets

Quatre pays africains (Ghana, Maroc, Afrique du Sud et Tunisie) étaient des importateurs nets de gaz en 2010 et les trois derniers sont considérés comme ayant des réserves de gaz de schiste exploitables. Pour les pays qui sont importateurs nets de gaz, la hausse de la production mondiale de gaz de schiste aura pour effet de réduire leurs factures d'importation encore davantage. L'ampleur de cet effet de prix dépendra toutefois du marché régional sur lequel ils achètent leur gaz. Par exemple, la Tunisie est approvisionnée par l'Algérie, et l'Afrique du Sud par le Mozambique, toutes deux via gazoduc. Dans certains cas, la faible concurrence de la part d'autres fournisseurs permet aux exportateurs de gaz de percevoir une rente de monopsonne, ce qui limite la réduction des prix. Le lancement de la production de gaz de schiste changerait complètement la donne. Les réserves locales, si tant est qu'elles puissent être exploitées, tendraient à réduire la demande d'importation, et les coûts de production pourraient rivaliser avec ceux à l'importation, ce qui permettrait de couvrir les coûts de transport. La capacité des fournisseurs à percevoir une rente en serait réduite et les prix à l'importation pourraient chuter dans le sillage des volumes. De ce fait, il est plus probable que les trois derniers pays chercheront à exploiter leurs éventuels gisements de gaz de schiste. Il faudra toutefois plusieurs années pour les commercialiser, à supposer même qu'ils puissent être identifiés, de sorte que les avantages découlant d'une baisse des prix à l'importation risquent d'être minimes dans un premier temps.

Producteurs de gaz conventionnel qui sont exportateurs nets

Six pays étaient exportateurs nets de gaz en 2010 (Algérie, Égypte, Guinée équatoriale, Libye, Mozambique et Nigeria), un groupe que la Tanzanie devrait rejoindre très prochainement. L'Algérie, la Libye et peut-être l'Égypte sont considérés comme des producteurs potentiels de gaz de schiste. Pour les exportateurs nets, la concurrence accrue liée à l'augmentation des approvisionnements en gaz de schiste et autres sources de gaz non conventionnel se traduira par une pression baissière sur les prix. L'ampleur de cette pression dépendra de la concurrence sur le marché auquel ils vendent leur gaz.

Par exemple, l'AIE estime que les prix de vente en Europe en 2020 seraient inférieurs d'environ 1 USD/MMBtu dans le scénario de base d'une expansion de gaz non conventionnel à ce qu'ils seraient dans le scénario d'une faible expansion ; au Japon, ils seraient inférieurs d'environ 2 USD/MMBtu. Alors que les exportations de GNL du Nigeria à destination des États-Unis ont quasiment cessé depuis 2011, l'Algérie, qui exporte vers l'Europe, sera confrontée à la concurrence d'autres fournisseurs qui sont désormais exclus du marché américain. La Guinée équatoriale, qui exporte principalement à destination de l'Asie, sera quant à elle aux prises avec la forte baisse des prix attendue sur ce marché. Des pays comme le Mozambique et la Tanzanie, dont les exportations nettes vont augmenter parallèlement à la production, verront une fraction de leurs gains prévus érodée par la baisse des prix induite par la concurrence du marché asiatique. Les estimations de Wood Mackenzie (Ernst and Young 2012) donnent toutefois à penser que pour les producteurs d'Afrique de l'Est, le prix d'équilibre se situerait autour de 7 USD/MMBtu, tandis que pour l'Australie, l'un des grands concurrents sur le marché asiatique du GNL, il pourrait s'élever à environ 10 USD/MMBtu. Autrement dit, malgré la hausse possible des volumes de gaz de schiste sur ce marché, les producteurs d'Afrique de l'Est demeureront compétitifs.

Pays qui deviennent des producteurs de gaz de schiste

Les progrès des technologies d'extraction du gaz de schiste pourraient amener certains pays d'Afrique à devenir des producteurs de gaz, contre toute attente. Pour l'Algérie et la Libye, par exemple, qui exportent déjà des volumes substantiels de gaz conventionnel, le gaz de schiste aurait pour attrait de se substituer à une production intérieure en perte de vitesse. Certes, les avantages liés à une augmentation de la production locale seraient annulés par la baisse des prix à l'exportation du gaz conventionnel si les volumes de gaz de schiste s'avéraient très faibles. Cela dit, les réserves estimées sont très importantes par rapport aux réserves conventionnelles et il est donc probable que la révolution du gaz de schiste confère des avantages majeurs à ces pays.

L'exploitation d'importantes réserves de gaz de schiste par des pays qui jusqu'ici produisaient peu ou pas de gaz (comme la Tunisie, le Maroc ou l'Afrique du Sud) créera toute une série de problèmes associés à la découverte et à l'extraction d'hydrocarbures, quelles qu'elles soient :

- I. La gestion d'un secteur de ressources naturelles, y compris l'octroi de licences et les modalités fiscales
- II. La gestion des recettes fiscales provenant des rentes
- III. Le développement de l'économie après l'apparition d'un secteur dominant
- IV. L'affectation de la ressource aux exportations ou au soutien de la production intérieure dans d'autres secteurs
- V. La distribution équitable de la richesse créée
- VI. La gestion des attentes et aspirations du public après l'annonce d'importantes réserves exploitables

À cela s'ajoutent les problèmes environnementaux liés à la production de gaz de schiste et à la fracturation hydraulique. L'un des problèmes que l'on pourrait rencontrer en Afrique est l'exploitation de ressources de gaz de schiste par des pays voisins. Dans les cas où les ressources ne suffiraient qu'à la consommation intérieure, l'impact de la découverte et de la production de gaz dans des pays voisins devrait être faible.

En revanche, l'existence de réserves limitées mais suffisantes pour l'exportation pourrait donner lieu à une concurrence autour des capitaux et du savoir-faire technique nécessaires à la mise en place d'un pôle d'exportation du gaz. Les pays ayant des gisements importants devraient être les candidats de choix pour l'établissement de terminaux de GNL ou de gazoducs, tandis que les plus petits producteurs devront peut-être attendre que les projets des premiers soient menés à bien.

5. Quels sont les risques environnementaux locaux du gaz de schiste en Afrique ?

Comme nous l'avons expliqué dans la section 3 de la première partie de ce rapport, la pollution environnementale causée à l'échelle locale par la prospection et l'exploitation des puits de gaz de schiste suscite des inquiétudes dans trois domaines. Les deux premiers – l'approvisionnement en eau et le risque de pollution – revêtent une importance majeure, tandis que le troisième, le risque sismique, est moins préoccupant, même s'il est fréquemment mentionné dans les débats publics.

L'approvisionnement en eau destinée à la fracturation

La fracturation consiste à utiliser de grandes quantités d'eau pour fracturer la roche dans laquelle le gaz de schiste est emprisonné. Comme l'AIE (2012) l'a indiqué, l'utilisation de l'eau par unité d'énergie produite est supérieure de plusieurs ordres de grandeur à celle du gaz conventionnel. Chaque puits requiert une quantité d'eau initiale importante pendant les opérations de fracturation et, vu leur courte durée de vie, de nombreux puits sont nécessaires pour obtenir une quantité constante de gaz de schiste. Même s'il est possible d'améliorer l'efficacité en recyclant les eaux usées, de grandes quantités d'eau seront requises pour tout projet substantiel de production de gaz de schiste. Tous les pays d'Afrique qui sont considérés comme ayant des gisements techniquement exploitables risquent d'être confrontés à d'éventuelles pénuries d'eau et à une âpre concurrence pour l'eau destinée à l'agriculture et à la consommation des ménages. C'est pourquoi il est extrêmement important que les autorités réalisent des enquêtes environnementales exhaustives portant notamment sur les sources d'eau et l'impact de leur utilisation avant de donner leur aval à l'exploitation du gaz de schiste. Même dans les cas où l'eau sera acheminée par camion vers les zones de forage, le nombre de camions requis pour une seule opération de fracturation sera important et aura un impact non négligeable à l'échelle locale.

La demande d'eau peut être réduite en améliorant le recyclage de l'eau récupérée d'autres puits ou en ajoutant d'autres produits chimiques au liquide de fracturation. Cette dernière solution soulève toutefois d'autres problèmes. Le recyclage de l'eau peut être géré en partie par voie réglementaire et contractuelle pour contraindre les sociétés de forage à économiser l'eau dès le départ. Afin de pouvoir être réutilisées, les eaux usées refluant d'une fracture antérieure doivent être traitées de manière à présenter les mêmes propriétés que le liquide initial et son mix chimique spécifique. Cette opération peut cependant s'avérer coûteuse, ce qui réduit l'attrait du forage de gaz de schiste.

Pollution de l'eau

Beaucoup d'attention a été accordée aux différentes façons dont l'eau peut être contaminée par la fracturation hydraulique. Les risques possibles sont les suivants :

- I. Déversage accidentel de liquides, notamment de produits chimiques utilisés pour la fracturation, et les liquides de reflux. Des directives strictes visant à éviter les fuites, former le personnel et veiller à ce que l'équipement de contrôle soit en place permettent de réduire la probabilité qu'un tel déversement ne contamine les ressources en eau conventionnelles. Toutes ces activités peuvent être contrôlées par des réglementations et inspections des autorités.
- II. Fuite de liquides de fracturation dans une nappe phréatique peu profonde à travers la colonne en ciment qui entoure le cuvelage du puits. Ce risque peut être atténué en suivant les meilleures pratiques dans le domaine de la conception et de la construction de puits et en veillant notamment à ce que l'étanchéité en ciment soit réalisée correctement. La qualité de l'étanchéité initiale et sa durabilité au fil du temps peuvent faire l'objet d'un contrôle réglementé.

- III. Fuite de liquides ou d'hydrocarbures de la zone de production dans des nappes phréatiques peu profondes à travers la roche intermédiaire. Ce risque est en général peu probable car les couches de schiste se trouvent souvent à des profondeurs de 1000 à 3000 mètres, tandis que les sources d'eau potable se situent à quelques centaines de mètres de profondeur tout au plus. De plus, la roche intermédiaire tend à être très imperméable. Des restrictions relatives à la profondeur du forage peuvent réduire ce risque. En outre, une bonne connaissance de la géologie locale permet de détecter les endroits où l'étanchéité de la roche n'est pas parfaite.
- IV. Déversement d'eau polluée dans les eaux souterraines ou les nappes phréatiques. Ce risque est potentiellement le plus grave, mais il peut aussi être facilement réglementé. Les autorités doivent définir des normes pour le traitement des eaux usées et les rejets autorisés et veiller à disposer d'un système de suivi qui en assure le respect.

Déclenchement d'événements sismiques

Les preuves selon lesquelles la fracturation provoque des événements sismiques notables reposent sur quelques cas où de faibles secousses ont été ressenties dans la région d'opérations de forage ainsi que sur la reconnaissance du fait que la fracturation de roches constitue en soi un petit événement sismique. Une fracture croisant une faille dans une roche peut causer un événement plus important. On rencontre des problèmes similaires dans les projets de géothermie et d'extraction minière souterraine. Comme chaque puits doit être soumis à la fracturation hydraulique dans le cas du forage du gaz de schiste, la géologie de la zone de forage doit être étudiée soigneusement pour détecter d'éventuelles failles profondes. Par mesure de précaution, il est également nécessaire de surveiller de près l'apparition d'activité sismique accrue afin que les opérations puissent être interrompues le cas échéant.

Ces risques environnementaux ne sont pas propres à l'Afrique et sont susceptibles d'être une source de préoccupation indépendamment du lieu où la fracturation hydraulique se produit. Les réglementations et le suivi de leur respect ainsi que la surveillance des opérations par les autorités permettent d'éviter des dommages environnementaux.

Les pays africains ont en général peu d'expérience en matière d'adoption et d'application de réglementations environnementales, mais dans le cas du gaz de schiste, elles doivent être en place avant tout forage, parce que le principal risque de dommage pour l'environnement intervient au moment de la première fracturation. L'expérience des États-Unis montre que les premiers essais étaient plus nuisibles car le forage était effectué avec moins de précaution et les communautés locales ainsi que les groupes de pression n'étaient pas conscients des dommages qui pouvaient se produire. Ces dix ans d'expérience sont riches en enseignements et peuvent servir de base à l'élaboration d'une série de bonnes pratiques, de réglementations et de mesures de surveillance, comme l'a proposé l'AIE (2012).

6. Quel est l'impact potentiel d'une plus grande utilisation du gaz de schiste sur les objectifs en matière de changement climatique ?

L'impact d'une plus grande utilisation du gaz de schiste sur les émissions de GES dépend du ou des combustibles qu'il remplace. Comme indiqué ci-dessus, l'abaissement du prix d'un combustible a deux effets. D'une part, une plus grande quantité du combustible sera utilisée, ce qui accroîtra la quantité totale des émissions de GES. D'autre part, la baisse des prix liée à une hausse de l'approvisionnement en gaz de schiste entraînera une substitution de combustible qui, selon les cas, peut réduire la quantité d'émissions de GES. Aux États-Unis, la principale substitution a été le remplacement d'anciennes centrales électriques au charbon, moins efficaces, par des centrales modernes à cycle combiné fonctionnant au gaz. Il est possible que de telles substitutions aient déjà réduit de presque moitié les émissions de GES associées à la production d'une quantité donnée d'électricité.

Deux facteurs majeurs contribuent à déterminer la réduction nette des émissions de GES induite par ce type de substitution. D'abord, l'âge et l'efficacité de la centrale au charbon (ou autre) qui est désactivée ou mise au rebut. Les États-Unis sont connus pour leur grand nombre de centrales au charbon anciennes et inefficaces. Selon BSA (2012), seules 12 % des centrales situées dans la région charbonnière du pays (20 États du nord-est et du Midwest) ont moins de 30 ans. Le gaz naturel émet moins de CO₂ lorsqu'il est brûlé pour obtenir une certaine quantité de chaleur thermique, ce qui lui confère un avantage de l'ordre de 40 % (Hone 2011). Le différentiel d'efficacité en termes de combustion entre les anciennes centrales au charbon (quelque 30 %) et les nouvelles centrales au gaz (environ 55 %) se traduit par une réduction globale de plus de 50 % des émissions de GES. Ce facteur est influencé par le choix du combustible à remplacer.

Le second facteur sur lequel il est également possible d'influer est la mesure dans laquelle le gaz extrait d'un puits est brûlé à la torche ou évacué à l'air libre. La seconde option, qui libère du méthane dans l'atmosphère, est considérée comme particulièrement nuisible du point de vue du changement climatique. On ignore toutefois la quantité totale des émissions de méthane durant le cycle de vie d'un puits de gaz de schiste ainsi que sa contribution exacte au réchauffement climatique.

Le méthane reste dans l'atmosphère beaucoup moins longtemps que le dioxyde de carbone, puisque sa demi-vie est d'environ 15 ans contre 150 ans pour le CO₂, et on pourrait faire valoir qu'une période de temps avoisinant 20 ans plutôt que 100 – référentiel choisi par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat dans son Quatrième Rapport – est une meilleure base de comparaison pour les émissions actuelles. Mesuré à cette aune, le potentiel de réchauffement global (PRG) du méthane serait de 72 et non de 25, un chiffre qui, conjugué à un pourcentage élevé d'émissions de méthane dans la production totale de gaz, fait du gaz un responsable d'émissions de GES presque aussi important que le charbon.

L'AIE (2012) montre qu'avec un PRG de 72 et des émissions de méthane élevées se montant à plus de 3 % de la production totale de gaz, ce dernier est tout aussi nuisible que le charbon. En revanche, avec un PRG de 25, le niveau généralement admis, et une part de méthane qui se situe entre 2 et 3 %, l'impact du gaz ne correspond qu'à 60 % de celui du charbon. Ces chiffres montrent à quel point il est important de maîtriser l'évacuation et le torchage de gaz s'échappant d'un puits. La meilleure pratique consisterait à récupérer et à commercialiser le gaz produit durant la phase de construction d'un puits et à imposer des restrictions en matière d'évacuation et de torchage en vue de réduire les émissions de GES. Il convient aussi de noter que les émissions nettes de GES varieront en fonction du lieu et de la rigueur des mesures de contrôle relatives au torchage et à l'évacuation du gaz, ainsi que de l'efficacité de la combustion et des caractéristiques des combustibles remplacés par le gaz en termes d'émissions.

Ces deux facteurs contribueront à déterminer l'évolution future des émissions de GES à l'échelle mondiale. Dans le scénario de base envisagé par l'AIE (2012), le remplacement de combustibles, notamment du charbon, et l'augmentation totale de la consommation d'énergie liée à la baisse relative des prix du gaz naturel impliquent qu'il n'y aura qu'une faible réduction nette des émissions totales de GES, contrairement aux prévisions antérieures qui ne tenaient pas compte de la croissance du gaz non conventionnel. Il en découle que la révolution du gaz de schiste, une fois que l'euphorie initiale aura été tempérée par des analyses plus exhaustives comme celle réalisée par l'AIE, ne devrait pas dissiper les inquiétudes suscitées par le réchauffement climatique ni atténuer les pressions pour agir.

À l'échelle des pays, l'effet sera largement fonction de la nature et de l'ampleur du recours à des combustibles de substitution. Les États-Unis et la Chine, qui dépendent tous deux fortement du charbon pour produire leur électricité, devraient enregistrer un ralentissement de la croissance de leurs émissions, tandis que les pays qui remplacent le gaz importé par du gaz produit localement pourraient voir une légère hausse de la consommation d'énergie et des émissions en raison de la baisse des prix du gaz. En Afrique, l'émergence possible de la production de gaz de schiste destinée à l'exportation (comme ce pourrait être le cas en Algérie, en Libye et en l'Égypte) n'accroîtrait pas sensiblement les émissions des GES, à condition toutefois que des mesures soient prises pour contenir l'évacuation du gaz dans l'atmosphère et le torchage. Dans la mesure où les réserves de gaz supplémentaires permettent une accélération de la croissance intérieure, la demande d'énergie augmenterait, tout comme les émissions. La Tunisie pourrait, quant à elle, remplacer le gaz importé par une production locale moins chère, ce qui entraînerait une légère hausse de la croissance, de la consommation d'énergie et des émissions.

Le Maroc pourrait être confronté à une situation plus difficile. Ce pays poursuit un programme ambitieux visant à accroître la part d'électricité produite à partir de l'énergie éolienne, solaire et hydraulique afin de réduire sa dépendance vis-à-vis des importations de pétrole, qui coûtent cher. Or, la possibilité de recourir au gaz de schiste en tant que source de production moins chère que le pétrole ou les énergies renouvelables pourrait ralentir l'adoption de ces technologies. Cela étant, la mise en place d'une production de gaz de schiste devrait prendre plusieurs années, puis se développer lentement. Le programme des énergies renouvelables n'est donc pas menacé dans l'immédiat et pourrait à plus long terme être complété par les caractéristiques de suivi de charge propres aux centrales à cycle combiné, lesquelles seraient alimentées par du gaz produit localement.

L'Afrique du Sud est le pays du continent où la production de gaz de schiste pourrait avoir le plus grand impact sur les émissions de GES. Le charbon représente plus de 90 % des combustibles utilisés pour la production d'électricité, le reste provenant de l'énergie nucléaire et hydraulique ainsi que d'autres sources renouvelables. Parallèlement, l'Afrique du Sud cherche à accroître sa production d'électricité et envisage de construire d'autres centrales au charbon et centrales nucléaires. L'existence de quantités de gaz très importantes pourrait radicalement changer la donne. Le gaz pourrait même rivaliser avec les centrales modernes au charbon, sans tenir compte des différences entre les deux types de centrales en termes d'émissions. Le gouvernement a également exprimé sa volonté de rendre la production d'électricité plus écologique et le gaz pourrait l'aider à atteindre cet objectif.

7. Quel rôle devrait jouer la Banque africaine de développement vis-à-vis du gaz de schiste et qu'est-ce que cela implique pour sa stratégie/politique énergétique en matière d'investissements futurs dans le secteur africain de l'énergie ?

La présence de gaz de schiste pourrait révolutionner le secteur de l'énergie dans plusieurs pays d'Afrique, ce qui offrira à la BAD de nouvelles opportunités de travailler avec ces pays en vue de maximiser les avantages liés à l'exploitation de ces ressources. S'agissant de la stratégie de la BAD, on peut diviser ces pays en quatre groupes.

Importants producteurs de gaz qui présentent un potentiel en termes de gaz de schiste

Le premier groupe de pays qui seraient touchés par l'exploitation du gaz de schiste local sont les grands producteurs actuels de gaz conventionnel : l'Algérie, la Libye et l'Égypte. La découverte de vastes gisements de gaz de schiste commercialement exploitables dans ces pays aurait un impact considérable sur leurs stratégies de développement. Tous trois enregistrent à l'heure actuelle un ralentissement de leurs exportations de gaz, induit par un tarissement des réserves et une hausse de la demande intérieure. D'importantes réserves de gaz supplémentaires inverseraient cette tendance et doperaient les exportations et la croissance économique. La concurrence accrue sur le marché international du gaz réduirait quelque peu les recettes, mais la hausse des volumes devrait compenser des prix du gaz qui augmentent moins rapidement. Tous ces pays disposent d'une infrastructure gazière bien établie, ce qui simplifiera toute extension future, et ont une longue expérience de la gestion d'une industrie gazière.

L'Algérie et l'Égypte n'auraient qu'un besoin limité de conseils sur la façon d'étendre et de développer leur secteur, mais dans le cas de la Libye, le changement récent de régime pourrait offrir l'occasion de prodiguer des conseils techniques en matière de gestion. À mesure que la stabilité politique du pays se rétablit, il sera possible de discuter des besoins de formation avec les autorités. Une approche à grande échelle, similaire à celle adoptée avec le Mozambique et la Tanzanie pour soutenir leurs secteurs émergents, permettra d'évaluer les besoins et le soutien potentiel d'autres agences de développement multilatérales et bilatérales. Cela pourrait conduire à un programme de prêt semblable à celui exécuté ailleurs, mettant l'accent sur l'assistance technique et le renforcement des capacités. La Libye a encore un long chemin à faire pour renouer avec la stabilité, ce qui laisse entendre que ce scénario ne se concrétisera pas de sitôt, mais même sans la découverte de gaz de schiste, il sera peut-être nécessaire de lui apporter un soutien dans certains domaines.

Les trois pays n'ont aucune expérience des problèmes environnementaux que causerait la fracturation hydraulique. Or, tout État intéressé doit d'abord se renseigner sur les dangers possibles et l'impact probable de la fracturation, sur les bonnes pratiques qui pourraient minimiser de tels effets, sur le type de réglementations qui peuvent être adoptées pour imposer ces pratiques et sur les mesures de contrôle pour veiller à leur respect. Tous les pays d'Afrique qui exploiteront le gaz de schiste auront besoin d'une meilleure information, ce qui présente une occasion unique pour la BAD d'offrir une aide et des conseils pouvant déboucher sur un programme de prêt. Une analyse détaillée des problèmes environnementaux, de leurs probabilités et solutions possibles pourrait être élaborée en vue de la tenue d'un atelier régional auquel seraient conviés des responsables de ces pays. Un manuel des bonnes pratiques en matière de fracturation, reposant sur l'expérience américaine, pourrait donner un aperçu équilibré des dangers et des mesures requises pour atténuer les dommages possibles. Cette analyse pourrait aussi servir de fondement à une campagne d'information publique destinée à faire accepter un programme de fracturation. Une fois qu'un gouvernement est prêt à se lancer dans la prospection et l'éventuelle exploitation de gisements de gaz de schiste, il lui faudrait aussi mettre en place les réglementations environnementales et outils de suivi indispensables. Cet objectif nécessiterait une assistance technique pour former le personnel, rédiger les réglementations environnementales requises, ainsi que les dispositions à inclure dans les contrats et les licences, et collaborer avec des géophysiciens et autres spécialistes pour éviter de forer dans des zones exposées à des dommages environnementaux. Il faudrait également élaborer un programme de travail intégré avant toute exploitation substantielle du gaz de schiste.

Pays qui produisent peu ou pas de gaz, mais présentent un potentiel en termes de gaz de schiste

Un deuxième groupe de pays (Tunisie, Maroc, Mauritanie et Afrique du Sud) sont considérés comme présentant un potentiel de production de gaz de schiste. En Afrique du Sud, les réserves pourraient être si vastes que le pays pourrait devenir un important producteur de gaz, alors qu'en Tunisie et au Maroc, les réserves détectées seraient supérieures à leurs réserves actuelles de gaz conventionnel qui sont limitées. Ces pays n'ont pas d'expérience en matière d'exploitation et de maintien d'un secteur gazier à grande échelle, ce qui constitue un nouveau défi, surtout dans le cas de l'Afrique du Sud dont l'économie toute entière ressentirait l'impact d'une découverte majeure d'énergie. À l'instar des producteurs de gaz plus établis, les effets environnementaux potentiels sont déjà débattus en public. Les gouvernements doivent donc se préparer sans tarder à organiser un débat public, puis établir un plan d'action relatif à l'adoption de réglementations et à la formation de personnel qui devra accompagner toute exploitation substantielle du gaz de schiste.

Les besoins de ces pays sont doubles : d'une part, un programme d'assistance technique traditionnel visant au développement durable du secteur et, d'autre part, un programme de protection de l'environnement similaire à celui proposé pour les grands producteurs de gaz. L'objectif ici est de veiller à ce que ces pays, animés par le souci de soutenir leur économie, ne négligent pas les mesures de protection de l'environnement pour se concentrer uniquement sur l'aspect de l'exploitation. Il en résulterait des risques d'« incidents » environnementaux, tels que pénurie d'eau, pollution de l'eau ou évacuation de gaz à grande échelle dans l'atmosphère, auxquels il est difficile de remédier une fois qu'ils se sont produits et ont attiré l'attention du public et des autorités. L'un des rôles clés de la BAD serait d'entrer dans le débat à un stade précoce afin de persuader le gouvernement d'entreprendre la mise en place d'un secteur gazier tout en veillant à ce que cela ne crée pas de dommages environnementaux substantiels.

Le cas du Maroc, qui prévoit d'accroître sensiblement la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, soulève un enjeu important, car l'émergence du gaz de schiste local pourrait avoir un grand impact sur ce plan. Le gouvernement devra déterminer dans quelle mesure le gaz de schiste est susceptible de supplanter les énergies renouvelables en raison de ses faibles coûts et de ses caractéristiques de suivi de charge et dans quelle mesure il pourrait, en tant que combustible de base, favoriser une plus grande utilisation des énergies renouvelables. Le Maroc pourrait avoir grand besoin de soutien pour élaborer un plan d'expansion prenant en compte la présence de gaz si des gisements de gaz de schiste étaient découverts en quantités commerciales. Dans tous ces pays, le développement de la production de gaz à grande échelle requerrait du gouvernement l'élaboration d'un plan d'affaires relatif à l'utilisation du gaz, qu'il soit destiné aux exportations, à la production d'électricité ou à d'autres usages industriels domestiques. À ce titre, les autorités pourraient souhaiter une assistance technique afin d'établir un plan directeur pour le gaz ainsi qu'une stratégie sectorielle.

Producteurs de gaz sans potentiel en termes de gaz de schiste

Le troisième groupe comprend les pays qui produisent déjà du gaz conventionnel, mais n'ont pas encore été identifiés comme ayant des ressources en gaz de schiste. La révolution du gaz de schiste se ferait surtout sentir au niveau du marché international du gaz. Certains cours internationaux reflètent déjà la hausse de la production américaine de gaz de schiste et on peut s'attendre à ce que cette tendance se poursuive. La production dans d'autres pays est beaucoup moins certaine, notamment en ce qui concerne le moment où elle débutera, mais il semble probable que les cours internationaux seront inférieurs à ce qu'ils seraient sans le gaz de schiste. Il en résultera une baisse des recettes anticipées découlant des découvertes de nouveaux gisements, mais les estimations donnent à penser que l'effet sera modeste, surtout dans un avenir proche. Les pays producteurs de gaz comme le Mozambique et la Tanzanie, qui prévoient d'augmenter leur production ces prochaines années, devront réaliser une analyse de marché afin de s'assurer que leurs stratégies d'exploitation du gaz sont en mesure de résister à une telle évolution des cours. Ces pays auront peut-être besoin d'aide pour mieux comprendre l'évolution future des différents marchés du gaz sur lesquels ils interviennent.

Pays qui ne produisent ou ne consomment pas de gaz et qui ne présentent aucun potentiel en termes de gaz de schiste

Un dernier groupe de pays, qui se trouvent principalement vers l'intérieur du continent, ne produit ou ne consomme pas de gaz naturel et n'est pas considéré comme ayant des réserves de gaz de schiste potentielles. La révolution du gaz de schiste n'aura pratiquement aucune incidence sur eux, si ce n'est des variations marginales des prix des combustibles qu'ils importent et des flux d'investissement vers les secteurs consommateurs d'énergie. Il peut s'avérer toutefois particulièrement intéressant pour ces pays d'approfondir leurs connaissances de leur propre géologie et de la présence potentielle de réserves de gaz de schiste ou de gaz conventionnel. Il est probable que l'intérêt se focalisera sur les pays dont les perspectives sont les meilleures, comme indiqué par l'étude de d'ARI. Ce n'est que dans les pays où l'information locale est déjà à la disposition du gouvernement ou des compagnies de prospection que l'on pourrait envisager dans l'immédiat d'encourager les efforts en vue d'améliorer la base de données, ce qui pourrait éventuellement conduire à la prospection et à l'exploitation.

La BAD et les mesures de protection de l'environnement

Le présent rapport a indiqué à plusieurs reprises que les risques de la fracturation hydraulique pour l'environnement requièrent des gouvernements qu'ils adoptent des réglementations en vue de minimiser les dégâts potentiels. Il a également laissé entendre que la BAD pourrait jouer un rôle actif en aidant les gouvernements à rédiger et à mettre en œuvre ces réglementations.

La question se pose par ailleurs de savoir si les mesures de sauvegarde de la BAD pour les prêts et les projets d'assistance technique tiennent suffisamment compte des risques particuliers du gaz de schiste et de la fracturation. Par exemple, la Banque pourrait-elle soutenir un projet de fracturation qui n'aurait pas fait l'objet d'une étude géologique visant à vérifier que le puits proposé ne se trouve pas sur une faille sismique majeure ? Il faudra peut-être exiger une telle précaution avant de fournir une assistance pour la prospection ou l'extraction du gaz de schiste. Bien entendu, la Banque devra elle aussi veiller à ce que ses propres mesures de sauvegarde prennent ces risques en considération.

Premières étapes possibles pour la BAD

La découverte potentielle de réserves de gaz de schiste dans plusieurs pays africains constitue un défi important pour la BAD. D'une part, ces réserves peuvent être substantielles, voire très substantielles. Si elles étaient confirmées et exploitées, elles pourraient apporter des avantages majeurs à l'économie des pays concernés. D'autre part, l'exploitation et la production de gaz de schiste présentent des défis environnementaux considérables, qui pourraient s'avérer si importants que le gouvernement aurait intérêt à les interdire dans des zones à haut risque. La décision de savoir s'il faut aller de l'avant doit être prise en connaissance de cause plutôt que par excès d'optimisme ou de pessimisme.

Les gouvernements et la société civile commencent tout juste à apprendre l'existence de réserves possibles de gaz de schiste et des problèmes inhérents à la production, et il pourrait y avoir une certaine confusion et incertitude concernant les avantages et les coûts. La BAD pourrait faire office d'intermédiaire impartial en veillant à ce que les États dotés d'éventuels gisements de gaz de schiste soient mieux informés et aient accès aux meilleures informations sur les risques potentiels pour l'environnement, les solutions possibles et le type de législation et de réglementation nécessaires pour minimiser les risques.

La BAD pourrait suivre une approche en deux étapes. La première consisterait à organiser un ou plusieurs ateliers régionaux pour les pays où des gisements potentiels de gaz de schiste ont été décelés. Ces ateliers rassembleraient un groupe d'experts sur la production de gaz de schiste ainsi que sur la prévention et la réglementation des risques environnementaux associés. Ces experts seraient sélectionnés dans le souci de présenter un point de vue équilibré plutôt qu'une opinion pour ou contre le secteur. Les responsables publics seraient invités à participer et à soumettre à l'avance les questions dont ils souhaiteraient débattre. Une grande partie de l'atelier pourrait être consacrée à des séances de questions et réponses afin d'optimiser le transfert de connaissances. La BAD se montrerait également prête à travailler avec les gouvernements pour déterminer s'ils doivent aller de l'avant avec la production de gaz de schiste et, si oui, comment elle pourrait les aider.

La seconde étape dépendrait de la réaction des gouvernements. Ceux qui souhaitent aller de l'avant auront peut-être besoin d'une assistance technique pour former leur personnel aux spécificités de la production de gaz de schiste et aux réglementations environnementales correspondantes. Ils pourraient également nécessiter un soutien pour rédiger les réglementations et établir les procédures de suivi. Dans le cas des États sans expérience de la production de gaz conventionnel (ou de pétrole), il y aurait également toute une série de nouveaux aspects techniques liés à la gestion du secteur. Dans tous ces cas, la BAD pourrait s'appuyer sur son expérience récente avec plusieurs pays producteurs d'hydrocarbures et offrir un prêt d'assistance technique. Il pourrait aussi être question d'un financement des infrastructures nécessaires à l'exploitation du gaz.

Un autre domaine d'assistance concernerait les États ayant des informations géologiques qui ne sont pas à la disposition d'ARI. Dans certains cas, ces données pourraient être suffisantes pour permettre à des consultants, financés par le biais d'un prêt d'assistance technique, de réaliser des estimations pour le pays du même type que celles fournies par ARI pour d'autres. L'intérêt d'une telle opération résiderait dans la publication des résultats, qui pourraient amener le secteur public à commencer à prospecter dans les zones où il semble y avoir des quantités substantielles de gaz de schiste.

Annexe 1: Réserves prouvées, consommation et production de gaz naturel par pays (milliards de m3)

Pays	Réserves prouvées au 1 ^{er} janvier 2012	Consommation en 2010	Production en 2010	État du commerce
Afrique du Sud	0	4,0	1,0	IN
Algérie	4452	28,5	83,7	EN
Angola	307	0,7	0,7	PC
Bénin	1	0,0	0,0	PCP
Cameroun	134	-	-	-
Congo	90	0,9	0,9	PC
Congo (RD)	1	0,0	0,0	PCP
Côte d'Ivoire	28	1,6	1,6	PC
Égypte	2162	45,6	60,6	EN
Éthiopie	25	0,0	0,0	PCP
Gabon	28	0,1	0,1	PC
Ghana	22	0,1	0,0	IN
Guinée équatoriale	36	1,6	6,7	EN
Libye	1478	6,8	16,6	EN
Maroc	1	0,6	0,1	IN
Mauritanie	28	0,0	0,0	PCP
Mozambique	126	0,1	3,1	EN
Namibie	62	0,0	0,0	PCP
Nigeria	5053	4,9	28,7	EN
Ouganda	14	0,0	0,0	PCP
Rwanda	56	0,0	0,0	PCP
Sénégal	0	-	-	-
Somalie	6	0,0	0,0	PCP
Soudan	84	0,0	0,0	PCP
Tanzanie	6	0,8	0,8	PC
Tunisie	64	3,2	2,0	IN
Total, Afrique	14264	100	207	EN

Source : Ernst and Young (2012). Données sur les réserves tirées de Oil and Gas Journal, données sur la consommation et la production provenant du Département américain de l'énergie.

Notes : IN = importateur net, EN = exportateur net, PC = pas de commerce, mais utilisation du gaz local, PCP = pas de consommation ou de production de gaz. - = données manquantes

REFERENCES

AFP. 11 November 2012. Algeria goes shale gas route.

<http://www.news24.com/Green/News/Algeria-goes-shale-gas-route-20121111>

Alic, Jen. 11 November 2012. Europe Hot for Algerian Shale Gas.

<http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Europe-Hot-for-Algerian-Shale-Gas.html>

Bloomberg. 26 November 2012. Europe's Shale Boom Lies in Sahara as Algeria Woos Exxon.

<http://www.bloomberg.com/news/2012-11-26/europe-s-shale-boom-lies-in-sahara-as-algeria-woos-exxon.html>

BP (British Petroleum). 2012. Statistical Review of World Energy.

<http://BP.com/statisticalreview>

BSA (Benjamin Schlesinger and Associates). 2012.

Global Gas Markets and the Shale Revolution. Presentation to the World Bank, 4 October.

Chesapeake Energy. 2012. Natural Gas: Air Emissions Facts.

<http://www.naturalgasairemissions.com/VOC-Emissions/Pages/information.aspx>

Der Spiegel. 1 February 2013. New Gas Extraction Methods Alter Global Balance of Power.

www.spiegel.de/international/world/new-gas-extraction-methods-alter-global-balance-of-power-a-880546.html

EIA (U.S. Energy Information Administration). 2011a. International Energy Outlook.

<http://www.eia.gov/forecasts/ieo/index.cfm>

EIA. 2011b. World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside of the United States. <http://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/>

EIA. 2012a. What is shale gas and why is it important?

http://www.eia.gov/energy_in_brief/about_shale_gas.cfm

EIA. 2012b. Short Term Energy Outlook.

<http://www.eia.gov/forecasts/steo/>

EIA. 2012c. Monthly Energy Review, October 2012.

<http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf>

EIA. 2012d. Annual Energy Outlook.

[http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2012\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2012).pdf)

EIA. 2012e. Fuel competition in power generation and elasticities of substitution.

<http://www.eia.gov/analysis/studies/fuelelasticities/pdf/eia-fuelelasticities.pdf>

EITAF (Extractive Industries Technical Advisory Facility). 2012. Sourcebook.

<http://www.eisourcebook.org/>

Ernst and Young. 2012. Natural gas in Africa. The Frontiers of the Golden Age.

[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Natural_gas_in_Africa_frontier_of_the_Golden_Age/\\$File/Natural_Gas%20in_Africa.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Natural_gas_in_Africa_frontier_of_the_Golden_Age/$File/Natural_Gas%20in_Africa.pdf)

Financial Times. 24 September 2012. South Africa Warms to Shale Gas.

<http://www.ft.com/cms/s/0/f2c63446-03da-11e2-9322-00144feabdc0.html#axzz2Folxv5zw>

Good Governance for Africa. 2012.

<http://gga.org/analysis/shale-gas-fracking-for-africa>

Head, C. 3 January 2011. How Cheap and Abundant Natural Gas affects Renewables.

<http://leadenergy.org/2011/01/how-cheap-and-abundant-natural-gas-effects-renewables/>

Hone, D. 2011. Natural gas, CO2 emissions and climate change.

<http://theenergycollective.com/davidhone/65490/natural-gas-co2-emissions-and-climate-change>

IEA (International Energy Agency). 2009.

World Energy Outlook. OECD/IEA: Paris.

IEA. 2011. Are We Entering a Golden Age of Gas?

World Energy Outlook Special Report, OECD/IEA: Paris.

IEA. 2012. Golden Rules for a Golden Age of Gas.

OECD/IEA: Paris.

PTAC (Petroleum Technology Alliance Canada) and SCEK (Science and Community Environmental Knowledge). 2012. The Modern Practices of Hydraulic Fracturing: A Focus on Canadian Resources.

<http://www.capp.ca/getdoc.aspx?DocId=210903&DT=NTV>

Rao, V. 2012. Shale Gas: The Promise and The Peril.

RTI International: North Carolina.

Rogner, H-H. 1997. An Assessment of World Hydrocarbon Resources.

Annual Review of Energy and the Environment (22): 217-262.

The Breakthrough Institute. December 2011.

Interview with Dan Steward, former Mitchell Energy Vice President.

The Economist. 2012.

The World in 2013.

The Economist. 5-11 January 2013.

Briefing: Coal in a Rich World.

Tunisia Live. 23 November 2012.

<http://www.tunisia-live.net/2012/11/23/shell-responds-to-concerns-over-shale-gas-extraction-in-tunisia/>

Tunisia Live. 24 November 2012.

<http://www.tunisia-live.net/2012/11/24/international-union-enters-debate-on-shale-gas-in-tunisia/>

Gene Whitney, Carl E. Behrens, and Carol Glover. 2010. U.S. Fossil Fuel Resources: Terminology, Reporting, and Summary.

http://epw.senate.gov/public/index.cfm?FuseAction=Files.View&FileStore_id=04212e22-c1b3-41f2-b0ba-0da5eaead952.

About the African Development Bank Group

The AfDB Group is a multilateral development bank whose shareholders include 54 African countries and 27 non-African countries. The AfDB Group's primary objective is to contribute to the sustainable economic development and social progress of its regional members, individually and jointly. It does this by financing a broad range of development projects and programs through policy-based and other public-sector loans, private-sector loans and equity investments; providing technical assistance for institutional support projects and programs; making public and private capital investments; assisting countries with development policies and plans; and supplying emergency assistance.

www.afdb.org