NATIONS UNIES **E**

Conseil économique et social

Distr.
GÉNÉRALE

ECE/ENERGY/2007/2
17 septembre 2007

FRANÇAIS
Original: ANGLAIS

COMMISSION ÉCONOMIQUE POUR L'EUROPE

COMITÉ DE L'ÉNERGIE DURABLE

Seizième session
Genève, 28-30 novembre 2007
Point 4 de l'ordre du jour provisoire

INVESTISSEMENT DANS LE SECTEUR DES HYDROCARBURES ET FINANCEMENT DE CE SECTEUR POUR AMÉLIORER LA SÉCURITÉ ÉNERGÉTIQUE MONDIALE

Note du secrétariat

Résumé

Investir dans les sources d'énergie du futur pour répondre à la demande croissante sera l'un des principaux défis à relever pour garantir la sécurité de l'approvisionnement énergétique à l'avenir. La présente note passe en revue les sources de financement des investissements dans ce domaine et évalue les conditions requises pour que ces fonds soient à la mesure de besoins énergétiques qui vont croissant. L'accent est mis sur le rôle que jouent les gouvernements, les compagnies pétrolières nationales et les politiques d'investissement pour faciliter (ou entraver) les investissements dans l'approvisionnement énergétique à l'avenir.

Au cours de la soixante-deuxième session de la Commission, tenue en avril 2007, les intervenants du débat intitulé «Politiques en matière d'énergie durable: la clef de la sécurité énergétique» ont invité instamment le Comité à engager une large concertation intergouvernementale sur la sécurité énergétique, et plus précisément sur les investissements dans les infrastructures et le financement. Ils ont également recommandé que cette concertation technique renforcée sur la sécurité énergétique ait lieu pendant les sessions annuelles du Comité, avec la participation de représentants des gouvernements, d'entreprises du secteur de l'énergie, des milieux financiers et des organisations internationales compétentes. La présente note a été établie sur cette base afin de donner au Comité les informations générales nécessaires à un examen approfondi de la question et donc de lui permettre de prendre des décisions ou autres mesures concernant les travaux futurs.

GE.07-25560 (F) 261107 281107

I. INTRODUCTION

1. Garantir la sécurité des approvisionnements futurs en énergie est un défi mondial. Investir dans les sources d'énergie du futur pour répondre à la demande croissante en énergie sera aussi un défi majeur. À l'heure actuelle, les cours élevés des matières premières rendent attractifs bon nombre d'investissements dans le secteur de l'énergie. Cela étant, la nature traditionnellement cyclique des marchés des hydrocarbures donne à penser que les investisseurs devraient faire preuve d'un enthousiasme mesuré. Le fait que la propriété des actifs passe du secteur privé au secteur public et que l'accent se déplace des marchés établis aux marchés émergents ajoutera encore à la complexité de la situation.

II. TENDANCES DES MARCHÉS

2. Augmentation de la demande d'investissements: Au cours des dix prochaines années, l'industrie aura de plus en plus besoin de capitaux pour créer de nouvelles capacités et accroître celles qui existent déjà. Des niveaux importants de liquidité chez les investisseurs par fonds propres comme par emprunt indiquent qu'il reste suffisamment de capitaux sur le marché actuel pour continuer à financer cette expansion. Mais la sécurité des approvisionnements futurs passe par une répartition efficace des capitaux disponibles.

3. Tendances géographiques de la chaîne de valeur dans le domaine de l'énergie:
Les activités en amont, intermédiaires et en aval de l'industrie de l'énergie émigreront vers les régions et les marchés les plus compétitifs. Les investissements dans la chaîne de valeur, en particulier dans le pétrole et le gaz, continueront à se multiplier au Moyen-Orient, compte tenu du faible coût des matières premières et de leur abondance dans la région, ainsi que de la disponibilité croissante de financements privés pour y implanter des usines d'importance mondiale. La consommation d'énergie demeurera élevée sur les marchés développés d'Amérique du Nord et d'Europe, alors que dans ces régions les cours des matières premières, combinés à des préoccupations environnementales, continueront à pousser la production et le traitement vers d'autres marchés.

4. Disparités dans la participation du secteur privé: Certains pays à marché émergent élaborent (ou ont élaboré) des réformes majeures de leur secteur énergétique, notamment en privatisant une grande partie de leurs actifs et en ouvrant le secteur aux investisseurs privés. Ces nouvelles règles découlent d'une prise de conscience que, pour augmenter sensiblement les capacités, il faut améliorer le cadre de gouvernance et le climat des investissements dans la région, de manière à attirer les investissements privés et à stimuler la concurrence régionale.

5. Dans le contexte plus général des ressources naturelles, et s'agissant en particulier du développement en amont, une tendance nette à l'étatisation se dessine. Les compagnies pétrolières nationales exercent maintenant un contrôle dominant sur les réserves et la production, ce qui pose la question de savoir si leurs intérêts sont compatibles avec l'objectif plus vaste de la sécurisation des approvisionnements futurs en énergie.

III. SOURCES DES FONDS

A. Commanditaires/Investisseurs par fonds propres

1. Investisseurs stratégiques

6. Dans le secteur de l'énergie, la grande majorité des projets sont développés par des «investisseurs stratégiques», définis aux fins du présent document comme des compagnies du secteur ayant une expérience ou des investissements importants dans au moins un maillon de la chaîne de valeur. Ces investisseurs sont généralement des compagnies pétrolières et gazières internationales ou des compagnies pétrolières et gazières nationales.

7. Pendant l'essentiel du XX^{e} siècle, l'industrie pétrolière et gazière en amont a été dominée par des compagnies internationales qui prospectaient et produisaient dans quelques zones de production. La plupart des régions riches en pétrole et en gaz étaient alors ouvertes aux investissements privés. Dans les années 60, par exemple, on estimait que 85 % des projets pétroliers et gaziers de la planète étaient ouverts aux investissements par fonds propres[1].

8. Au cours des trente dernières années, les compagnies pétrolières et gazières nationales ont progressivement pris le relais. Aujourd'hui, elles contrôlent plus de 70 % de la production mondiale et près de 95 % des réserves mondiales de pétrole et de gaz[2]. Un petit nombre de ces compagnies − Saudi Aramco, Gazprom, CNPC (Chine), NIOC (République islamique d'Iran), Petróleos de Venezuela SA (PDVSA) (Venezuela), Petrobras (Brésil) et Petronas (Malaisie) − contrôle plus de 30 % de la production et des réserves mondiales de pétrole et de gaz.

9. En termes de sécurité des approvisionnements, cette nouvelle donne pourrait avoir un impact sur l'augmentation de la production qu'exige une demande croissante. Les compagnies internationales sont de grandes structures, cotées en bourse, dont l'objectif ultime est d'optimiser les bénéfices des actionnaires en optimisant les investissements dans la production à venir. Le but ultime des compagnies nationales est moins clair et varie d'un pays à l'autre. Soutenue et financée par l'État, une compagnie nationale peut appliquer un programme d'investissement qui prend en compte non seulement des critères commerciaux mais aussi des considérations d'ordre politique et sécuritaire. De plus, les bénéfices qu'elle réalise ne sont pas nécessairement réinvestis pour garantir la production future.

2. Fonds privés

10. Ces dernières années, l'augmentation du nombre des investisseurs privés a créé une nouvelle sous-catégorie de commanditaires des grands projets énergétiques et d'infrastructure. On a de plus en plus conscience que les ressources infrastructurelles, en particulier, sont un moyen idéal de diversifier les risques, car elles sont en partie à l'abri des rendements traditionnellement cycliques de bien d'autres catégories d'investissement. De plus, le long cycle de vie de ces ressources correspond aux périodes d'investissement à long terme recherchées par la plupart des investisseurs institutionnels.

---

[1] Oil companies adjust as government roles expand. The Oil and Gas Journal.

[2] OGJ, 4/9 et 18/12 of 2006; IEA 2006 WEO; SAIC Analysis.

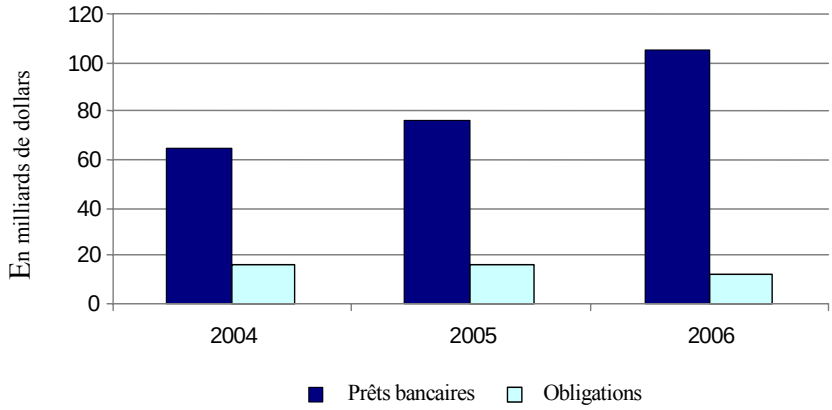
B. Sources des prêts

11. Les prêts contractés pour les projets d'énergie et d'infrastructure viennent de sources diverses: banques commerciales, marchés de capitaux, organismes de crédit à l'exportation et institutions multilatérales et, plus récemment, institutions financières islamiques.

1. Banques commerciales et marchés des capitaux

12. Les banques commerciales proposent des prêts aux sociétés ou même directement aux projets. C'est généralement à elles que les commanditaires s'adressent en premier pour emprunter de quoi financer un projet énergétique. À l'échelle mondiale, les taux de liquidité élevés et la concurrence accrue entre des banques de plus en plus nombreuses ont fait baisser les taux des prêts, rendant ainsi les emprunts aux conditions du marché plus attractifs. Lorsqu'elles prêtent à des projets sur des marchés émergents, la plupart des banques demandent des garanties des risques politiques et commerciales au gouvernement ou à des sources de financement multilatérales afin de faire des prêts de longue durée à des taux d'intérêt raisonnables.
La figure 1 illustre la nature du marché des prêts sur projet entre 2004 et 2006.

Figure 1: Marché des prêts sur projet



Source: *Project Finance International*.

13. Les marchés des capitaux jouent un rôle secondaire dans le financement des grands projets énergétiques du secteur intermédiaire. En raison des complications qu'engendre le fait d'avoir plusieurs créanciers représentés par un courtier en obligations, ainsi que des coûts de «report négatif» pendant la phase de construction, les placements sur les marchés des capitaux sont souvent limités aux projets «clefs en main», dont la méthodologie est éprouvée, qui sont destinés à un marché hautement liquide et bien établi.

2. Organismes de crédit à l'exportation et institutions multilatérales

14. Les organismes de crédit à l'exportation sont des institutions gouvernementales ou quasi gouvernementales établies aux fins de promouvoir les exportations d'un pays. Ils encouragent les exportations en proposant des prêts directs ou des garanties pour l'achat de biens et de services

dans des pays où les possibilités de financement par emprunts aux conditions du marché sont limitées. L'organisme de crédit à l'exportation contacté pour financer un projet dépend dans une large mesure du choix de l'adjudicataire du contrat d'étude et de réalisation, des marchés et des travaux de construction ainsi que de la stratégie d'achat, le financement étant lié au pays d'origine.

15. Les organismes de crédit à l'exportation sont un élément crucial sur les marchés émergents des prêts sur projet en ce sens qu'ils peuvent apporter une capacité additionnelle et une couverture du risque précieuse à des projets à fort coefficient de capital. Ces organismes peuvent fournir soit des prêts directs soit des garanties (certains d'entre eux proposent uniquement des garanties). Il existe deux types de garanties:

a) Risques politiques seulement, auquel cas l'organisme assume le risque de non-paiement causé par des événements de nature politique, comme l'expropriation et la violence politique;

b) Tous risques, auquel cas l'organisme assume à la fois les risques commerciaux et les risques politiques.

16. Les organismes de crédit à l'exportation font payer une prime (à verser à l'avance ou pendant la phase de construction et finançable) en contrepartie des risques commerciaux ou politiques associés au prêt. L'élément déterminant pour le calcul de cette prime est le risque associé à l'emprunteur dans le pays considéré. Dans un secteur qui continue à gagner du terrain dans les pays en développement, l'assurance du risque politique, en particulier, est essentielle pour assurer le financement de bon nombre de projets.

3. Instruments de financement islamiques

17. Les changements rapides survenus dans le secteur bancaire des pays du Moyen-Orient ont suscité une offre croissante d'instruments de financement islamiques, les investisseurs institutionnels de la région cherchant à réinvestir conformément à la charia. La demande de finance islamique a augmenté en parallèle, les emprunteurs voulant gagner en capacité et optimiser de multiples réserves de liquidités. La charia interdit les intérêts sur les prêts, de sorte que la plupart des instruments conformes à la charia supposent que le prêteur prend un certain risque lié aux actifs ou à la propriété. Les divers types de produits de financement conformes à la charia sont notamment les suivants:

a) Mourabaha: Vente avec bénéfice mutuellement convenu;

b) Ijara: Crédit-bail;

c) Moukarada: Obligations à intérêt conditionnel;

d) Salam: Vente à livraison différée;

e) Istisna'a: Variante de la Mourabaha dans laquelle le financement est apporté pendant la phase de construction;

f) Soukouk: Obligations.

IV. LA CHAÎNE ÉNERGÉTIQUE

A. Industries extractives

1. Attirer les investissements en amont

a) Rôle des compagnies pétrolières internationales, des compagnies pétrolières nationales et des gouvernements

18. Avec un baril à 70 dollars, les compagnies pétrolières internationales ont développé un sain appétit du risque et sont aujourd'hui généralement prêtes à investir dans presque toutes les régions du monde. Cela étant, la nature traditionnellement cyclique de l'industrie des hydrocarbures laisse présager une période pendant laquelle le secteur privé sera plus réticent à prendre le risque d'investir dans de nouveaux projets.

19. Un certain nombre d'incidents, largement médiatisés, ont eu lieu récemment, dans lesquels le gouvernement hôte, agissant seul ou avec la compagnie pétrolière nationale, a porté atteinte à des investissements étrangers directs en modifiant les régimes de licences, en procédant à des expropriations, ou par rupture de contrat. De tels incidents se sont notamment produits en Algérie, en Bolivie, en Fédération de Russie et au Venezuela.

20. Bien que dans les conditions actuelles du marché, ces incidents ne semblent pas avoir calmé l'appétit d'investissements des compagnies pétrolières internationales, des problèmes se poseraient indéniablement pour les pays qui ont la réputation de s'en prendre aux investissements étrangers directs (IED) si ces conditions venaient à changer. Pour des pays comme l'Arabie saoudite et la Fédération de Russie, qui sont dotés de compagnies pétrolières nationales très expérimentées, il se peut que la capacité technique de développer l'offre future soit suffisante pour assurer le développement des ressources à l'avenir. Mais pour des pays comme le Venezuela − dont la compagnie nationale, PDVSA, n'a pas la même capacité technique de développer de nouvelles ressources que les compagnies internationales − mettre au point de nouveaux projets techniquement ambitieux sans l'appui du secteur privé limitera les possibilités de maintenir et de développer la capacité.

21. Indépendamment de la capacité technique, ce type de réputation peut non seulement éloigner les investisseurs privés par fonds propres, mais aussi nuire à la capacité du pays d'emprunter pour développer les opérations pétrolières et gazières de sa propre compagnie nationale. Or, même si le financement par emprunt joue un rôle moins significatif dans le développement en amont (comme on le verra plus loin), les obstacles de ce type aux investissements en amont nuisent à la capacité du pays de trouver des fonds pour le reste de la chaîne de valeur.

b) Taxation de la production: contrats de partage de la production contre régimes de concession

22. Pour le gouvernement hôte, instituer une structure fiscale appropriée pour assurer le développement de l'industrie des ressources naturelles est un bon moyen d'attirer (ou de dissuader) l'investissement étranger direct. Traditionnellement, le secteur pétrolier et gazier en amont est taxé par le biais de redevances et d'impôts sur les bénéfices des sociétés. Vers la fin du siècle dernier, certains gouvernements hôtes (particulièrement sur les marchés émergents) ont

commencé à instituer des régimes basés sur des accords de partage de la production, dans lesquels les investisseurs en amont sont dédommagés des risques qu'ils prennent au niveau du projet et au niveau politique par des mécanismes fiscaux, qui leur permettent de récupérer d'abord certaines dépenses d'équipement et autres avant de partager les bénéfices avec le gouvernement hôte.

23. Les accords de partage de la production se sont révélés un très bon moyen d'attirer les investissements étrangers sur les marchés à haut risque. Récemment, de nombreux gouvernements hôtes ont toutefois commencé à faire machine arrière, au motif que beaucoup d'accords de partage de la production les privent injustement de recettes fiscales. Ils se plaignent généralement lorsque les coûts d'équipement excèdent les prévisions. Dans ce cas de figure, la durée d'amortissement des dépenses est automatiquement prolongée, repoussant ainsi l'encaissement de recettes pour le gouvernement.

24. Certains pays, tels que la Fédération de Russie, ont abandonné ce système au profit de redevances sur la valeur marchande du produit. Ce type de régime est avantageux pour le gouvernement hôte en ce que les recettes fiscales sont perçues dès que le projet est opérationnel.

25. Si instituer un régime fiscal approprié pour le pays ou la région considéré est important pour attirer l'investissement étranger direct, il s'avère tout aussi important, pour attirer et retenir cet investissement, de s'en tenir à la politique fiscale mise en place.

2. Modes de financement des projets dans les industries extractives

26. De par les risques élevés inhérents propres aux projets de prospection en amont, les méthodes de financement en amont sont limitées. Les créanciers, en particulier, hésitent à prendre le risque associé à un nouveau réservoir lorsque la présomption de présence de pétrole ou de gaz s'appuie uniquement sur des données sismiques et que le potentiel commercial du gisement n'a pas encore été confirmé par un forage. C'est pourquoi la plupart des investissements d'exploration en amont sont financés sur bilan, et tout emprunt éventuel se fait au niveau de l'entreprise.

27. Une fois qu'un réservoir a été mis en évidence par des forages, des options de financement plus nombreuses s'offrent au commanditaire. Les petits producteurs, qui n'ont pas les mêmes possibilités d'emprunt que les sociétés, choisissent souvent un financement gagé sur les réserves prouvées (P1) d'un champ ou d'un groupe de champs pour couvrir une partie des coûts de développement. Dans ce système de prêt fondé sur les réserves, la banque prêteuse ou, pour les projets plus importants, un consortium de banques, estime les bénéfices actualisés que dégageront les réserves P1 et applique un taux de couverture (selon la durée de la réserve ou la durée du prêt). En divisant les bénéfices actualisés P1 par le taux de couverture applicable, la banque est à même de définir le montant du prêt. La réserve de financement disponible est ajustée au fur et à mesure: plus il y a de réserves P1 prouvées, plus le montant de l'emprunt peut augmenter. De même, une fois que le champ commence à produire, le commanditaire est tenu de rembourser sur son chiffre d'affaires pour maintenir les taux de couverture requis.

28. Les avantages des prêts fondés sur les réserves sont notamment les suivants:

a) Une capacité d'emprunt plus importante: un prêt fondé sur les réserves est garanti par les actifs, non par le bilan du commanditaire. Une petite société ayant une capacité d'emprunt

limitée peut obtenir ainsi un meilleur coefficient emprunts/fonds propres pour financer son expansion future;

b) Une structure dynamique: au fur et à mesure de l'exploitation du champ, le commanditaire peut emprunter, rembourser puis réemprunter en fonction de ses besoins, sous réserve que les estimations de la marge brute d'autofinancement future correspondent au taux de couverture spécifié.

29. Leurs inconvénients sont notamment les suivants:

a) Les limitations de capacité: la plupart des banques accordent des financements gagés uniquement sur les réserves P1, alors que les décisions de développement (et donc les dépenses d'investissement) se fondent généralement sur les réserves P1+P2 (plus probables). Si le dispositif est utilisé pour financer un champ dont le rapport P2/P1 est élevé, la proportion des dépenses de mise en valeur pouvant être financée par emprunt risque d'être très limitée;

b) Le coût du dispositif: selon l'emplacement et les caractéristiques géologiques d'un réservoir donné, les frais et marges perçus par la banque prêteuse sur un prêt fondé sur les réserves peuvent porter les coûts d'emprunt à un niveau qui dépasse le coût normal des services bancaires aux entreprises.

30. Un système de paiement qui est fonction du volume de la production est un autre moyen de financer des ressources prouvées, développées et productrices (PDP). Dans ce cas, le producteur vend à terme la production PDP du champ et reçoit un paiement forfaitaire dont le montant est fonction de la valeur estimée de la marge brute d'autofinancement actualisé du champ. Cela fonctionne à la fois comme un prêt synthétique − en ce sens que la vente à terme est payée d'avance − et comme une protection, puisque les estimations de la marge brute d'autofinancement sont déterminées par application d'une courbe des prix à terme convenue entre les deux parties.

B. Secteurs intermédiaire et en aval − Électricité, raffineries, transport et GNL

31. Comparés aux projets en amont, les investissements intermédiaires et en aval se caractérisent généralement par des besoins en capitaux plus grands et des durées d'investissement plus longues.

1. États-Unis d'Amérique et Europe

a) Électricité aux États-Unis

32. L'Agence internationale de l'énergie (AIE) estime qu'entre 2005 et 2030 les États-Unis auront besoin de 750 gigawatts (GW) de capacité additionnelle (et de remplacement) pour répondre à la demande prévue. Le montant total des investissements requis pour répondre à cette croissance est estimé à 794 milliards de dollars pour la seule génération d'électricité (1 600 milliards avec la transmission et la distribution), soit environ 30 milliards de dollars d'investissement par an[3].

[3] AIE, Perspectives énergétiques mondiales 2006.

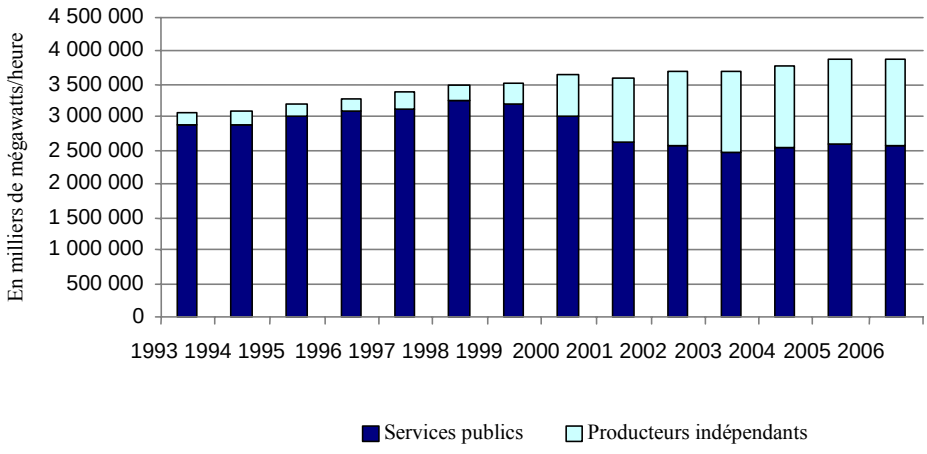
33. Les services réglementés, qui représentent 62 % du marché de l'électricité aux États-Unis, recourent traditionnellement aux obligations des collectivités locales pour financer le développement de leurs infrastructures. Entre 2000 et 2004, celles-ci ont émis pour plus de 60 milliards de dollars d'obligations pour financer des centrales électriques. Vu la profondeur des marchés des capitaux et la force traditionnelle des marchés réglementés aux États-Unis, le développement futur ne devrait pas pâtir d'un manque de financement.

34. Dans le secteur privé, les producteurs d'électricité indépendants ont traversé une période difficile à partir des années 90 en raison de la triple augmentation des dépenses d'équipement, des cours des carburants et des taux d'intérêt. L'effondrement du marché sur lequel différentes compagnies d'électricité se faisaient concurrence a limité l'intérêt du secteur bancaire pour les producteurs indépendants. Ces dernières années, le marché de l'électricité a connu une lente reprise et, comme le montre la figure 2, les producteurs d'électricité indépendants ont commencé à investir pour accroître leurs capacités. Grâce à la liquidité et à l'appétit des marchés à haut rendement, ces producteurs ont pu mobiliser des fonds plus facilement en ayant recours à des systèmes traditionnels de financement de projet par emprunt.

b) Électricité en Europe

35. L'AIE estime qu'entre 2005 et 2030 l'Europe aura besoin de 928 gigawatts de capacité supplémentaire et de remplacement, soit un investissement estimé à 1 000 milliards de dollars (1 700 milliards de dollars en comptant la transmission et la distribution)[4]. Compte tenu de la capitalisation importante des banques européennes et de leurs liens traditionnels avec le secteur énergétique, les services européens ont essentiellement recours aux emprunts bancaires pour financer la croissance de leur capacité.

Figure 2: Génération d'électricité aux États-Unis: services publics et producteurs indépendants



Source: Energy Information Administration des États-Unis.

[4] Ibid.

c) Énergies renouvelables

36. Tant aux États-Unis qu'en Europe, les marchés des énergies renouvelables se sont considérablement développés au cours des dix dernières années, en grande partie grâce à une augmentation des aides publiques (subventions et crédits d'impôt). Les énergies renouvelables joueront indéniablement un rôle important sur les marchés de l'électricité américain et européen en pleine expansion, mais ces deux régions continueront à dépendre largement des combustibles fossiles (et de l'énergie nucléaire) pour la production d'électricité.

d) Raffinage

37. Les raffineries sont un maillon essentiel de la chaîne énergétique, le lieu où les ressources en amont deviennent le produit final. Il est fréquent qu'elles soient réglementées ou se heurtent à des problèmes de tarification. De tout temps, la faiblesse des marges dans le secteur du raffinage et l'instabilité des prix de l'énergie ont conduit à des retards d'investissement. L'AIE estime qu'entre 2005 et 2030 les raffineries pétrolières nord-américaines devront investir 100 milliards de dollars, soit environ 4 milliards de dollars par an. Pendant la même période, on prévoit que les pays européens membres de l'OCDE devront investir de 30 à 35 milliards de dollars.

38. Aux États-Unis, l'expansion des raffineries existantes a permis de pallier les insuffisances de capacité, et les compagnies ayant déjà des raffineries continueront de chercher à accroître leur capacité sur les sites existants, pour profiter des économies d'échelle et d'un cadre réglementaire relativement plus souple. On prévoit que quelques projets nouveaux seront nécessaires pour combler des pénuries régionales. Du fait de l'escalade des dépenses d'équipement, qui atteignent plus de 17 000 dollars par baril par jour (soit environ 4,3 milliards de dollars pour une installation raffinant 250 000 barils par jour), même les plus grandes des compagnies du secteur intermédiaire ne pourront pas se contenter d'un financement sur bilan et devront trouver d'autres sources de capitaux. Pour un projet entièrement nouveau de plusieurs milliards de dollars, les commanditaires devront probablement chercher des fonds supplémentaires sur les marchés bancaires, et peut-être aussi sur les marchés des capitaux.

e) Pipelines: États-Unis

39. La demande croissante de gaz naturel, de brut et de produits du brut continuera d'attirer des investissements vers le réseau américain d'oléoducs. Ces dernières années, les sociétés en commandite principale (MLP) ont représenté un fort pourcentage des investissements dans ce réseau. En 2006, plus de 50 d'entre elles, dont 80 % étaient liées à des oléoducs ou gazoducs et aux ressources naturelles, étaient actives sur le marché, avec une capitalisation boursière de 80 milliards de dollars[5]. Les MLP, qui sont des sociétés en commandite cotées en bourse, offrent des avantages fiscaux sous la forme d'une taxe forfaitaire imposée à l'investisseur, par opposition à une taxe sur les dividendes au niveau individuel et à celui de l'entreprise. Les MLP doivent tirer au moins 90 % de leurs recettes d'une liste précise de sources, comprenant notamment les revenus et bénéfices tirés de produits de base ou ventes à terme de produits de base et d'activités dans le secteur des minéraux ou des ressources naturelles.

[5] http://www.streetauthority.com/cmnts/cp/2006/08-30.asp.

f) Pipelines européens

40. Comparée aux États-Unis, l'Europe est davantage confrontée à des problèmes de sécurité dans le domaine du développement des oléoducs et des gazoducs, particulièrement dans le secteur du gaz naturel. Alors que les États-Unis disposent d'une offre ininterrompue et généralement sûre de gaz naturel provenant de fournisseurs fiables et à faible risque, l'Europe doit faire face à un nombre croissant de conflits avec les fournisseurs, dont le récent différend entre la Fédération de Russie et l'Ukraine n'est qu'un exemple parmi d'autres.

41. Bon nombre des projets de développement en cours en Europe sont de grande envergure et nécessiteront des sources de financement multiples. Le gazoduc «Nord Stream», qui appartient conjointement à Gazprom, E.ON et Wintershall, devrait coûter plus de 5 milliards d'euros. Le consortium s'est déjà heurté à des problèmes de financement, la Banque européenne d'investissement ayant déclaré en février que l'opposition d'États membres l'empêchait d'investir dans ce projet[6].

g) Regazéification de GNL

42. Tant les États-Unis que l'Europe sont importateurs nets de gaz et dépendent dans une grande mesure des importations par gazoduc pour combler l'écart entre la demande et l'offre. Cela étant, les importations de GNL sont de plus en plus recherchées pour augmenter l'offre et assurer ainsi une certaine sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources.

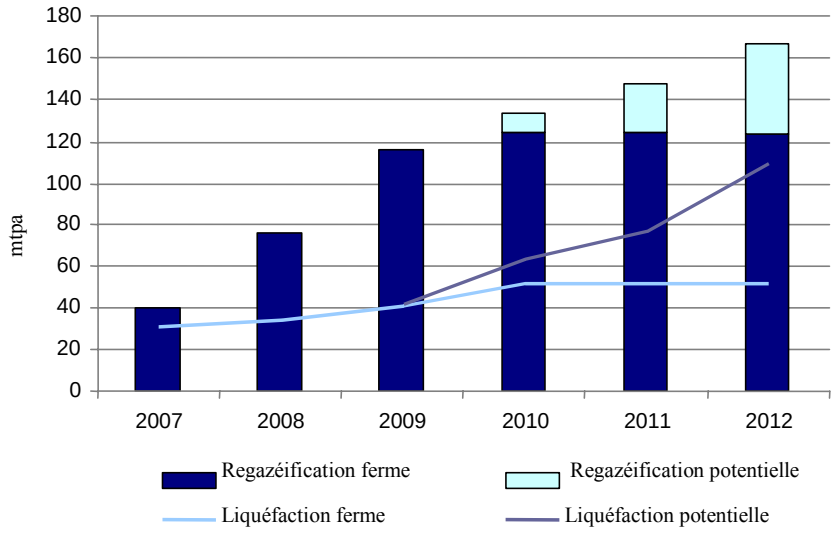
43. Aux États-Unis et au Canada, la capacité de regazéification actuelle, de l'ordre de 42 millions de tonnes par an (mtpa) ne dépasse pas un taux d'utilisation de plus de 50 %. On trouvera à la figure 3 une comparaison de l'offre de GNL et la capacité de regazéification en Amérique du Nord. Aux États-Unis, 70,2 mtpa supplémentaires sont en construction, ce qui devrait répondre aux besoins de regazéification pour les cinq prochaines années au moins.

44. En Europe, la capacité existante est de 61 mtpa, ce qui représentait en 2006 des taux d'utilisation de 60 à 70 %. Une capacité de regazéification supplémentaire de 31,3 mtpa est en cours de construction, et il est proposé de construire 25 nouveaux terminaux.

45. Différents modes de financement sont à la disposition des commanditaires qui souhaitent agrandir leurs terminaux. Par rapport aux projets de liquéfaction plus onéreux, les terminaux de regazéification sont relativement moins coûteux par unité et sont financés par les grandes entreprises de services collectifs pour garantir l'accès à l'offre. Cependant, aux États-Unis comme en Europe, on recherche des financements pour des projets entièrement nouveaux. Dans bon nombre de ces cas, on a recours à un système de sous-traitance selon lequel le propriétaire du terminal touche une redevance de capacité pour transformer le GNL en gaz. L'accord d'utilisation du terminal signé entre le propriétaire du terminal et le propriétaire du gaz/GNL prévoit un financement sans recours. Ce modèle de sous-traitance privilégie la signature d'accords avec des homologues solides.

[6] http://www.reuters.com/article/latestCrisis/idUSL08264455.

Figure 3: Comparaison de l'offre de GNL et de la capacité de regazéification en Amérique du Nord



Source: Estimations Taylor-DeJongh.

2. Nouveaux pôles d'énergie

46. Dans les marchés intermédiaires et en aval, les nouveaux pôles d'énergie en Afrique, au Moyen-Orient et en Asie ont généralement deux caractéristiques communes: une forte croissance escomptée de leur capacité intermédiaire et en aval et un environnement dans lequel il subsiste des obstacles à l'investissement privé étranger.

a) Électricité

47. Les marchés émergents dont il est question ici− Afrique, Moyen-Orient et Asie − nécessiteront 2 375 gigawatts de capacité supplémentaire et de remplacement au cours des vingt-cinq prochaines années, dont 1 089 gigawatts pour la Chine, soit près de la moitié du total des besoins en capacité, ce qui dépasse de loin les besoins de tout autre pays. Cette capacité supplémentaire nécessitera des investissements de plus de 2 300 milliards de dollars (5 700 milliards de dollars avec la transmission et la distribution) pendant vingt-cinq ans[7].

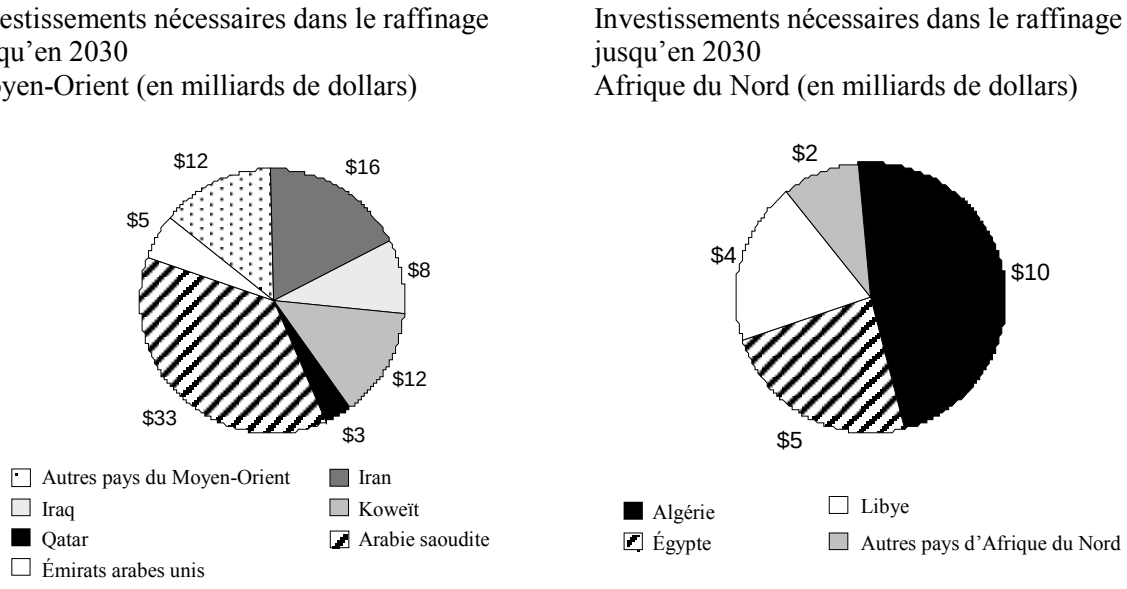
b) Raffinage

48. Les investisseurs en quête de nouvelles structures de raffinage se détourneront des marchés en aval traditionnels d'Europe et d'Amérique du Nord, en grande partie pour des raisons de permis et autres règlements, pour privilégier les régions riches en matières premières bon marché, comme le Moyen-Orient et l'Afrique, ou les nouveaux pôles de demande comme la Chine.

[7] AIE, Perspectives énergétiques mondiales 2006.

49. Les régions du Moyen-Orient et de l'Afrique nécessiteront des investissements supplémentaires approchant les 110 milliards de dollars, soit 4 milliards de dollars par an jusqu'en 2030 (fig. 4). Ces investissements seront concentrés au Moyen-Orient (89 milliards de dollars, faisant de la région le principal exportateur de pétrole, de diesel, de fioul domestique et de carburéacteur). L'Afrique du Nord aura besoin d'environ 21 milliards de dollars, comme l'illustre la figure 4. La majorité de ces fonds devront être investis d'ici à 2010. L'Arabie saoudite représente la plus grande partie des projets, avec une capacité supplémentaire escomptée de 12,5 millions de b/j pendant les quatre prochaines années.

Figure 4: Investissements nécessaires dans le raffinage jusqu'en 2030 au Moyen-Orient et en Afrique du Nord

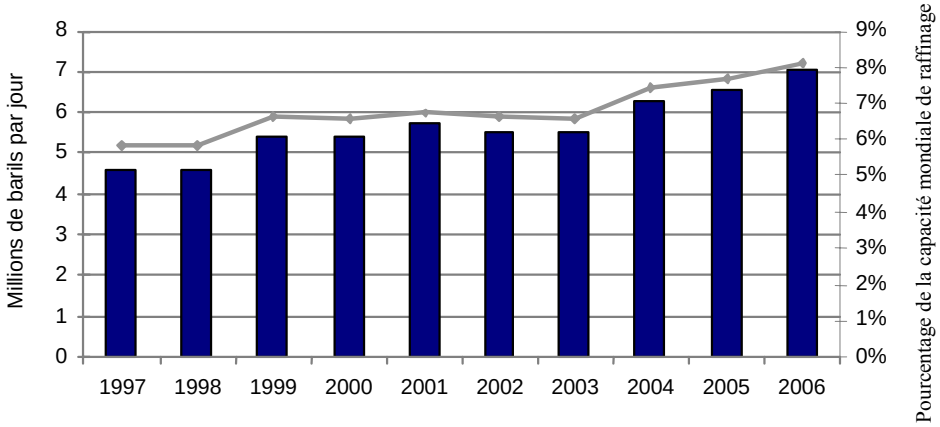


Source: Agence internationale de l'énergie.

50. La Chine et l'Inde seront les autres pôles de croissance du raffinage. Soucieux de ne plus dépendre de produits importés, le Gouvernement chinois manifeste un vif intérêt pour le développement du marché intérieur du raffinage. Au cours de la dernière décennie, la capacité de raffinage chinoise a augmenté de 2,4 millions de b/j, soit une hausse de 56 %, faisant du marché chinois le plus gros marché porteur en matière de raffinage dans le monde (fig. 5).

51. La prochaine vague de projets de gazoducs et d'oléoducs coûtera probablement entre 100 et 200 milliards de dollars. La majeure partie de la croissance de capacité anticipée (près de 50 %) se concentrera en Afrique, au Moyen-Orient et en Asie. Dans ces régions, les conduites devront le plus souvent traverser plusieurs pays à risque politique variable, ou transiter par eux. Dans la majorité des cas, les nouvelles installations viseront principalement à relier les nouvelles infrastructures pétrolières et gazières mises en place dans la Fédération de Russie aux marchés d'Europe et d'Asie.

Figure 5: Capacité de raffinage en Chine



Source: British Petroleum.

c) Pipelines

52. Du fait des récents problèmes politiques associés à des pipelines, comme le conflit au sujet de l'oléoduc Tchad-Cameroun et l'arrêt de l'approvisionnement de l'Ukraine en gaz par la Fédération de Russie, il sera plus difficile d'attirer des investissements pour de nouveaux projets.

d) Gaz naturel liquéfié (GNL) − Liquéfaction et regazéification

53. D'ici à 2010, on prévoit que la capacité de liquéfaction augmentera de 90 à 105 millions de tonnes par an (mtpa), l'immense majorité provenant d'Afrique, d'Asie et du Moyen-Orient. Ces dernières années, le coût des nouvelles usines de liquéfaction a explosé et varie actuellement de 400 dollars la tonne par an dans des environnements bon marché à plus de 900 dollars la tonne par an dans des régions chères ou à haut risque comme le Nigéria. On estime à plus de 100 milliards de dollars le montant des investissements nécessaires pour mettre cette capacité supplémentaire en service.

54. Dans le secteur de la regazéification, la Chine et l'Inde se sont distinguées par une politique agressive pour accroître leur capacité. À elle seule, la Chine prévoit d'augmenter sa capacité de 35 à 40 mtpa d'ici à 2012 et a annoncé la mise en route d'au moins 10 projets de regazéification. Ces terminaux seront très probablement approvisionnés par l'Australie, l'Indonésie, la Malaisie et la République islamique d'Iran (la Fédération de Russie étant également un fournisseur potentiel). L'Inde projette d'augmenter sa capacité, qui est aujourd'hui de 6,1 mtpa, de 9 millions de tonnes par an d'ici à 2012. Sur la base du prix actuel du marché − 200 dollars la tonne par an − la Chine et l'Inde auront besoin de près de 10 milliards de dollars pour financer l'expansion prévue.

3. Méthodes de financement des projets dans les nouveaux pôles énergétiques

55. Comme on l'a déjà souligné, les commanditaires aux États-Unis et en Europe disposent d'un certain nombre de sources de fonds. Il ne fait aucun doute que les mêmes sources

investiront aussi dans les nouveaux pôles. Toutefois, du fait des niveaux de risque plus élevés liés à des cadres politique et réglementaire qui changent, ces investissements doivent être structurés de façon à faire assumer ces risques accrus par les parties qui sont les mieux placées pour les accepter.

56. Dans certains secteurs, comme le développement de l'électricité en Chine, la structure du marché et la taille des investissements au niveau du projet inciteront les investisseurs, publics ou privés, à se tourner vers le financement par fonds propres. Toutefois, dans le cas d'un pourcentage élevé de projets d'envergure − LNG, raffineries et pipelines −, il faudra recourir à l'emprunt pour financer d'importantes dépenses d'équipement. Le financement de projet (c'est-à-dire le financement par emprunt sans recours) reste un moyen courant de financer ces investissements à fort coefficient de capital, notamment sur les nouveaux marchés. Le financement de projet suppose un prêt garanti par les liquidités qu'un projet donné dégagera à l'avenir. Une fois le projet en place et opérationnel, les prêteurs n'ont pas de recours contre les commanditaires au-delà des parts qu'ils détiennent dans la société créée spécifiquement pour le projet.

a) Avantages, inconvénients et préoccupations des prêteurs

57. Le financement de projet, en tant que méthode de mobilisation de capitaux, présente un certain nombre d'avantages:

a) Il élimine les subventions croisées: Chaque projet dans la chaîne de valeur doit être viable, autofinancé et autonome;

b) Il minimise les effets de l'échec d'un projet: Le commanditaire ne court qu'un risque, qui est de perdre le montant de ses investissements en fonds propres. Les prêteurs ne pourront pas faire valoir leurs droits sur les autres actifs du commanditaire ou sur ses liquidités;

c) Il répartit les risques: Un projet bien structuré fait assumer chaque risque par la partie qui est la mieux placée pour le gérer;

d) Il optimise le coût du capital: Le profil de risque et la structure financière d'un projet peuvent être tels que le coût du capital du projet est inférieur au coût standard;

e) Il maximise la capacité d'emprunt: Un projet bien structuré peut atteindre un niveau élevé d'endettement par rapport aux fonds propres (jusqu'à 90 %). Les emprunts liés au projet ne figurent généralement pas dans le bilan[8].

58. Les inconvénients du financement de projet sont les suivants:

a) Coûts de transaction élevés: La complexité des négociations multipartites et du dossier de crédit entraîne des dépenses importantes en services d'avocats, de conseillers financiers et de spécialistes;

[8] La comptabilisation des emprunts au titre d'un projet varie selon les juridictions. Dans la plupart des cas, ces emprunts sont comptabilisés dans les annexes aux états financiers.

b) Lenteur de la mise en place: En raison du nombre de contrats à conclure et d'exigences à respecter, il peut s'écouler jusqu'à deux ou trois ans entre la conception du projet et la signature des contrats;

c) Limitation des activités commerciales: Le dossier de crédit donne au prêteur un droit de regard important sur la gestion du projet;

d) Coûts administratifs liés au remboursement du prêt.

59. En raison de la nature limitée du recours, les prêteurs veulent un projet solidement structuré de sorte qu'il dégage des liquidités relativement prévisibles permettant de payer le service de la dette. Le risque lié aux prix du marché est l'une des préoccupations majeures des prêteurs dans le secteur de l'énergie. En raison de la grande instabilité des marchés des hydrocarbures, ce risque limite l'exactitude des estimations de liquidités. Aussi les estimations des prêteurs sont-elles souvent prudentes. À titre d'exemple, le ratio du service de la dette requis par les banques prêteuses pour un projet où le prix des matières premières est un risque est souvent plus élevé que pour un projet où ce risque n'existe pas.

60. Les prêteurs seront rassurés par des contrats solides pour les études techniques et la réalisation, les marchés et la construction; l'exploitation et l'entretien; les ventes et achats de produits; l'approvisionnement des matières premières; et les licences gouvernementales.

4. Conditions essentielles pour mobiliser des investissements intermédiaires et en aval dans les nouveaux pôles d'énergie

a) Les investissements du secteur privé sont indispensables

61. Les gouvernements et les compagnies pétrolières nationales ne pourront pas développer la future capacité intermédiaire et en aval par leurs propres moyens. Même lorsque les liquidités abondent, les coûts d'équipement des grands projets dépassent le budget de nombreuses compagnies pétrolières nationales. En outre, bien des pays riches en ressources n'ont pas la capacité technique qu'exige le développement de la prochaine génération d'installations de raffinage, de GNL et de pipelines, ce dont il faudra évidemment tenir compte si l'on veut élaborer un projet opérationnel et fonctionnellement sain. Mais ce sera aussi un obstacle à l'emprunt. Un prêteur hésitera à financer un projet s'il n'a pas la certitude que le(s) commanditaire(s) possède(nt) les connaissances techniques et l'expérience voulues pour gérer efficacement la construction et le fonctionnement de l'usine.

62. Dans bien des cas, les gouvernements hôtes ont compris que l'expansion passait par les investissements privés. En Arabie saoudite, par exemple, Saudi Aramco a noué un partenariat avec des compagnies pétrolières et gazières internationales (et d'autres compagnies nationales) dans le cadre d'un effort colossal pour accroître la capacité de raffinage du Royaume. Ses projets sont les suivants:

a) Développement de la raffinerie de Rabigh avec la société Sumitomo — 425 000 barils par jour (b/j)

b) Raffinerie pour l'exportation à Yanbu avec ConocoPhillips — 400 000 b/j

c) Expansion de la raffinerie de Jubail avec Total — 400 000 b/j

63. Dans le secteur de la liquéfaction, de multiples exemples de projets conjoints entre compagnies nationales et internationales, notamment au Qatar, en Égypte, en Algérie, à Oman et en Indonésie, illustrent le rôle majeur que l'expertise et les investissements étrangers jouent dans la mise en service de nouvelles capacités de liquéfaction.

b) Les projets à long terme nécessitent des régimes d'investissement stables

64. Pour la majorité des projets intermédiaires et en aval, l'investissement se fait à long terme. Ensemble, la mise au point et les travaux de construction peuvent prendre jusqu'à six ans et des coûts d'équipement élevés supposent souvent de longues périodes de remboursement. C'est pourquoi il est essentiel d'assurer un cadre fiscal et un système de licences solides au niveau du projet et un régime réglementaire stable à celui du gouvernement pour attirer les investissements nécessaires.

65. Le projet Dabhol, combinant un terminal de réception de GNL et une centrale électrique, est un exemple de projets ayant échoué en raison de régimes d'investissements instables. L'incapacité de Dabhol Power de s'acquitter de ses obligations contractuelles et le refus du gouvernement d'honorer ses garanties ont eu un effet préjudiciable sur le marché indien. Plus de cinq ans se sont écoulés depuis cet échec, mais le gouvernement peine encore à dissiper les doutes des investisseurs étrangers quant à la stabilité du marché.

c) La réussite des projets intermédiaires et en aval dépend de ce qui se passe en amont

66. C'est de la solidité et de la fiabilité des structures en amont que dépend le succès des installations de traitement, comme les raffineries et les usines de GNL. Dans les pays riches en ressources, la capacité d'un gouvernement de garantir la stabilité de la fiscalité et de la réglementation doit dépasser le cadre de l'usine pour s'étendre au fournisseur en amont.

V. CONCLUSIONS ET RECOMMANDATIONS

67. Il y aura des capitaux à l'échelle mondiale pour investir dans le secteur de l'énergie. Mais dans ce secteur, les capitaux n'iront qu'aux sociétés, aux projets et aux pays qui présentent un coefficient risque/rendement équitable et équilibré. Les décisions politiques (ce que les compagnies internationales et leurs banquiers appellent «l'appréciation du risque politique») influeront dans un sens ou dans l'autre sur les investissements dans le secteur de l'énergie.

68. Les marchés pétroliers continueront de se contracter dans la mesure où les investissements dans de nouvelles capacités ne suffiront pour l'essentiel qu'à répondre à la demande supplémentaire. De plus en plus, les compagnies pétrolières nationales manqueront d'investissements dans la capacité à long terme, et la Fédération de Russie, la République

islamique d'Iran et le Venezuela ne pourront pas répondre aux besoins de capitaux supplémentaires. Si Saudi Aramco continuera d'investir des capitaux suffisants dans les secteurs intermédiaires et en aval, son aptitude à accroître sensiblement la production en amont est encore une question sans réponse. Le matelas traditionnel des réserves ira s'amenuisant, et diverses situations d'instabilité politique enchériront les cours mondiaux du pétrole.

69. En aval, la Chine devra allouer des capitaux considérables aux secteurs du raffinage et de la production d'électricité, ce qui accentuera la pression sur les prix lorsque le pays devra acquérir des réserves de pétrole et de gaz pour répondre à sa demande en matières premières.

70. La production et la consommation d'énergie sont étroitement liées. Les pays riches en ressources dépendent de leurs exportations pour l'essentiel de leurs recettes fiscales, et leurs besoins en investissements et en expertise technologique sont pressants. Il sera important de préciser le régime applicable à l'EID si l'on veut accroître la diversification économique au profit des pays riches en énergie. En outre, la nature du réinvestissement à long terme des recettes générées en amont exigera des acteurs étatiques qu'ils réexaminent leur rôle dans une chaîne de l'énergie intégrée. Pour favoriser une coopération accrue entre les secteurs public et privé en matière d'investissement, il faudra exposer clairement les avantages que présentent des possibilités d'investissement ouvertes à tous.

71. Détenir des réserves de matières premières ne suffira pas à attirer les capitaux nécessaires pour produire et utiliser cette énergie, si le régime applicable à ces capitaux et à leur rendement n'est pas équilibré et transparent. Les investisseurs de capitaux privés iront là où la gestion est équitable et transparente et où ils peuvent raisonnablement espérer un rendement équilibré par rapport aux risques assumés. Ils pèseront le pour et le contre et éviteront les pays où de sérieux obstacles empêchent d'espérer un bon retour sur investissement. Les gouvernements devront s'employer à diminuer les obstacles aux flux des capitaux et à mener une politique qui permette à tous les investisseurs d'être traités sur un pied d'égalité. Rendre le système bancaire, réglementaire et juridique plus transparent permettra aux investisseurs d'apprécier correctement les nouvelles possibilités qui s'offrent à eux.

72. Les marchés établis des États-Unis et d'Europe et les nouveaux pôles énergétiques nécessiteront d'importants investissements en capitaux pour maintenir la croissance prévue dans le secteur énergétique. Pour répondre à cette demande, toutes les sources de financement seront nécessaires. Toutefois, il ne sera pas facile aux commanditaires de projets en Afrique, en Asie et au Moyen-Orient de trouver des fonds dans un environnement politique et réglementaire qui ne cesse de se modifier. Les gouvernements devront s'efforcer de créer des conditions fiscales et réglementaires favorables à des sources de financement multiples. Encourager la croissance de marchés financiers performants et permettre le libre-échange des fonds sont deux conditions qui favoriseront la mise au point de méthodes de financement de plus en plus perfectionnées dans le secteur des hydrocarbures, ce qui ne peut qu'accroître la sécurité énergétique mondiale.